



# **Universidad Nacional Autónoma de México**

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería Eléctrica

“Análisis de decisión para evaluar  
la sustentabilidad de los procesos  
de producción de hidrógeno”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL  
TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO  
ELECTRÓNICO

PRESENTA:

DANN MORENO ALCALÁ

DIRECTORA DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO  
MÁRQUEZ



Cd. Universitaria, D.F. septiembre de 2013



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## Tabla de contenido

1.	Introducción.....	11
1.1	Objetivo de la tesis.....	11
1.2	Contenido de la tesis.....	11
1.3	El hidrógeno y la energía en el mundo actual.....	11
2.	Panorama global del hidrógeno.....	17
2.1	Historia del desarrollo tecnológico del hidrógeno.....	18
2.2	Aplicaciones del hidrógeno.....	19
2.2.1	Producción de amoníaco (NH <sub>3</sub> ).....	20
2.2.2	Uso en refinerías.....	20
2.2.3	Producción de metanol.....	22
2.2.4	Vector energético.....	23
2.2.5	Otras aplicaciones relevantes del hidrógeno.....	24
2.3	La economía del hidrógeno.....	24
2.3.1	Opinión mundial.....	25
2.3.2	Producción del hidrógeno.....	26
2.3.3	Almacenamiento y transporte.....	27
2.3.4	Celdas de combustible y fusión.....	29
2.3.5	Barreras actuales.....	31
2.3.6	Comparación con otros vectores energéticos.....	34
2.4	Conclusiones del capítulo.....	36
3.	Procesos de producción del hidrógeno.....	38
3.1	Producción de hidrógeno a partir de gas natural y derivados de petróleo.....	40
3.1.1	Métodos convencionales.....	40
3.1.2	Métodos no convencionales.....	43
3.2	Producción de hidrógeno a partir de gasificación.....	44
3.2.1	Gasificación de carbón.....	47
3.2.2	Gasificación de petróleo crudo o hidrocarburos pesados.....	48
3.2.3	Gasificación de biomasa.....	48
3.3	Producción de hidrógeno por división molecular del agua.....	49
3.3.1	Electrólisis.....	50
3.3.2	Fotólisis.....	55
3.3.3	Bio-fotoelectrólisis. (biofotólisis).....	56
3.3.4	Descomposición molecular a alta temperatura.....	58

3.4	Producción centralizada y distribuida.....	60
3.5	Conclusiones del capítulo .....	61
4.	Selección de indicadores para evaluar la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno. ....	64
4.1	Sustentabilidad.....	64
4.1.1	Origen del Concepto. ....	64
4.1.2	Contexto actual de la sustentabilidad. 2012 Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos. ....	66
4.1.3	Pilares de la sustentabilidad.....	67
4.2	Criterios.....	68
4.2.1	Criterio económico.....	69
4.2.2	Criterio ambiental. ....	86
4.2.3	Criterio social.....	101
4.3	Matriz de indicadores. ....	111
4.4	Conclusiones del capítulo. ....	113
5.	Análisis de decisión. ....	114
5.1	Caso base. ....	116
5.1.1	Conjunto de alternativas. ....	116
5.1.2	Conjunto de criterios de evaluación. ....	116
5.1.3	Conjunto de pesos asignados a los criterios.....	117
5.1.4	Método de jerarquización. Proceso de análisis jerárquico (AHP) .....	118
5.1.5	Análisis de sensibilidad.....	142
5.1.6	Conclusiones del análisis de decisión.....	147
6.	Comentarios finales y conclusiones. ....	148
	Glosario de términos y definiciones. ....	152
	Acrónimos .....	154
	Referencias.....	157

Figura 1. Perspectiva de incorporación de tecnologías de producción de hidrógeno.....	27
Figura 2. Procesos de purificación de hidrógeno para celdas de combustible. ....	30
Figura 3. Métodos de obtención de hidrógeno por fuentes de generación. ....	38
Figura 4. Materia prima utilizada para la producción global de hidrógeno (2000 vs 2006) .....	39
Figura 5. Precio de energéticos en dólares por millón de BTU de 2000 a 2026. ....	40
Figura 6. Esquema del proceso de reformado de metano con vapor.....	41
Figura 7. Esquema de un reactor de reformado autotérmico.....	43
Figura 8. Diagrama de flujo de un proceso de gasificación.....	45
Figura 9. Diagrama representativo de la electrólisis. ....	50
Figura 10. Demanda de energía para la electrólisis del agua de 0 a 1200°C.....	51
Figura 11. Costo del hidrógeno por electrólisis (presente vs futuro). ....	51
Figura 12. Diagrama de procesos de la electrólisis alcalina. ....	52
Figura 13. Diagrama de una planta de producción de hidrógeno solar por electrólisis de alta temperatura. ....	55
Figura 14. Funcionamiento de una PEC. ....	56
Figura 15. Diagrama de la producción de hidrógeno por biofotólisis.....	57
Figura 16. Diagrama de la producción de hidrógeno a través del ciclo termoquímico Iodo/Azufre.....	59
Figura 17. Diagrama de la producción de hidrógeno a través del ciclo termoquímico Cobre/Cloro. ....	60
Figura 18. Diagrama de los procesos de producción de hidrógeno (materia prima-productos intermedios-producto final). ....	62
Figura 19. Diagrama de la sustentabilidad. ....	68
Figura 20. Costo total del hidrógeno entregado (€/kWh) de análisis de cadenas completas. ....	74
Figura 21. Descubrimiento de yacimientos de petróleo. ....	80
Figura 22. Diagrama del Análisis de ciclo de vida. ....	87
Figura 23. Emisiones de SO <sub>2</sub> para las principales tecnologías de generación de energía eléctrica..	92
Figura 24. Emisiones de NO <sub>x</sub> para las principales tecnologías de generación de energía eléctrica.	93
Figura 25. Uso de suelos de la cadena de procesos por energético. ....	97
Figura 26. Creación de empleo por generación de energía. ....	103
Figura 27. Años de vida perdidos asociados a la operación normal de cadenas energéticas en Alemania para la generación de electricidad por GWh. ....	107
Figura 28. Personas con afecciones inmediatas por Gigawatt por año en accidentes dentro de la industria energética (1969-2000). ....	109
Figura 29. Elementos necesarios para el análisis de decisión multicriterio discreta.....	114
Figura 30. Árbol de jerarquías. ....	120
Figura 31. Evaluación de las alternativas respecto a cada indicador (gráfica de barras).....	136
Figura 32. Evaluación de las alternativas respecto a cada indicador (gráfica radial). ....	136
Figura 33. Obtención de vectores de prioridad para los criterios económico, ambiental y social.	139
Figura 34. Obtención del vector de decisión.....	140
Figura 35. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno (caso base).....	141
Figura 36. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno caso alternativo 1 (50%-30%-20%). ....	143
Figura 37. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno caso alternativo 2(70%-15%-15%). ....	144
Figura 38. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno caso alternativo 3 (15%-70%-15%). ....	145

Figura 39. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno caso alternativo 4 (15%-15%-70%) ..... 146

Tabla 1. Propiedades del hidrógeno. ....	17
Tabla 2. Celdas de combustible clasificadas por potencia. ....	30
Tabla 3. Evaluación de combustibles comunes e hidrógeno respecto a características de seguridad. ....	33
Tabla 4. Composición típica del gas de salida del reformador. ....	42
Tabla 5. Plantas gasificadoras por materia prima.....	46
Tabla 6. Plantas gasificadoras por producto primario. ....	47
Tabla 7. Gases de mayor contribución al cambio climático y su potencial de efecto invernadero..	49
Tabla 8. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno.....	70
Tabla 9. Costo total para la producción de hidrógeno en rupias por kilogramo de hidrógeno. ....	71
Tabla 10. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno....	71
Tabla 11. Costo de producción de hidrógeno y otros recursos energéticos. ....	72
Tabla 12. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno....	73
Tabla 13. Costo total para la producción de hidrógeno. ....	73
Tabla 14. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno....	74
Tabla 15. Costo total para la producción de hidrógeno en centavos de euros por kilowatt hora de hidrógeno. ....	75
Tabla 16. Tasa de cambio dólares a euros 2004. ....	75
Tabla 17. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógen.....	76
Tabla 18. Matriz de costo total de producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno, basado en 5 fuentes de información.....	76
Tabla 19. Matriz corregida de costo total de producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno, basado en 4 referencias. ....	77
Tabla 20. Tasa inflacionaria de Estados Unidos 2004 al 2009. ....	77
Tabla 21. Matriz final del costo total de producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno, basado en 4 referencias. ....	78
Tabla 22. Costo de producción de hidrógeno de recurso nuclear mediante ciclo de Yodo-Azufre y electrólisis de alta temperatura. ....	78
Tabla 23. Costo total promedio de la producción de hidrógeno por tecnología. ....	79
Tabla 24. Reservas mundiales de recursos energéticos.....	80
Tabla 25. Tasa media de crecimiento anual para el precio de energéticos en México. ....	81
Tabla 26. Tasa media de crecimiento anual del costo por unidad de energía renovable.....	81
Tabla 27. Aproximación de la tasa media de crecimiento anual de costos por unidad de energía. ....	82
Tabla 28. Indicador de tendencia de precio de las energías por tecnología.....	82
Tabla 29. Sensibilidad del costo de la electricidad a un incremento del 100% al precio del energético. ....	83
Tabla 30. Factor de sensibilidad del costo de producción del hidrógeno al incremento de un energético para la electrólisis a partir del mix mundial.....	84
Tabla 31. Sensibilidad del costo del hidrógeno por incremento al 100% al precio del energético..	85
Tabla 32. Indicadores de sustentabilidad económica para la producción de hidrógeno. ....	85
Tabla 33. Potencial de calentamiento global expresado en kg CO <sub>2</sub> eq/kg de H <sub>2</sub> .....	89
Tabla 34. Potencial de calentamiento global para la electrólisis a partir del mix mundial para horario regular y demanda base.....	91
Tabla 35. Indicador de potencial de calentamiento global. ....	91
Tabla 36. Potencial de acidificación expresado en g SO <sub>2</sub> eq/kg de H <sub>2</sub> . ....	92
Tabla 37. Aproximación de indicador potencial de acidificación de la producción de hidrógeno por materia prima. ....	93
Tabla 38. Potencial de acidificación para la electrólisis a partir del mix mundial. ....	94

Tabla 39. Indicador de potencial de acidificación.....	95
Tabla 40. Potencial de eutrofización expresado en g PO <sub>4</sub> eq/kg de H <sub>2</sub> .....	95
Tabla 41. Aproximación del indicador de potencial de eutrofización para la producción de hidrógeno a partir del carbón y el petróleo .....	96
Tabla 42. Indicador de potencial de eutrofización. ....	96
Tabla 43. Aproximación del indicador de uso de suelos para la producción de hidrógeno.....	98
Tabla 44. Transformación de tierras naturales para la electrólisis a partir del mix mundial en horario regular y demanda base.....	99
Tabla 45. Indicador de transformación de tierras naturales.....	99
Tabla 46. Indicadores de criterios ambientales.....	100
Tabla 47. Indicador de empleo por generación de energía eléctrica. ....	104
Tabla 48. Indicador de empleo por proceso de producción de Hidrógeno.....	104
Tabla 49. Indicador de generación de empleos para la producción de hidrógeno en base a electrólisis a partir del mix mundial en horario regular y demanda base.....	106
Tabla 50. Indicador de generación de empleos para procesos de producción de hidrógeno. ....	106
Tabla 51. Años de vida perdidos asociados a la operación normal de cadenas energéticas en Alemania para la generación de electricidad por GWh. ....	107
Tabla 52. Años de vida perdidos por la operación regular de una planta de producción de hidrógeno en base a electrolisis a partir del mix global.....	108
Tabla 53. Indicador de años de vida perdidos por la producción de hidrógeno. ....	108
Tabla 54. Afectados por fatalidades y lesiones debido a accidentes severos para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis del mix global en horario regular y demanda base. ....	110
Tabla 55. Indicador de afectados por fatalidades y lesiones debido a accidentes severos por capacidad energética para la producción de hidrógeno.....	110
Tabla 56. Indicadores del criterio social.....	111
Tabla 57. Matriz de indicadores de sustentabilidad para todas las alternativas. ....	112
Tabla 58. Escala de preferencia de Saaty. ....	122
Tabla 59. Matriz de comparación por pares del costo total de producción del hidrógeno. ....	122
Tabla 60. Matriz de comparaciones pareadas normalizada para el costo de producción de hidrógeno. ....	123
Tabla 61. Vector de jerarquía de los métodos de producción de hidrógeno respecto al costo de producción.....	123
Tabla 62. Valores de los índices aleatorio de consistencia de A (IA). ....	126
Tabla 63. Primer vector de comprobación. ....	126
Tabla 64. Segundo vector de comprobación AWCTP/WCTP.....	127
Tabla 65. Matriz de comparación por pares de la tendencia del precio de las energías. ....	127
Tabla 66. Matriz de comparación por pares de la sensibilidad al incremento del precio de energéticos primarios. ....	128
Tabla 67. Matriz de comparación por pares del potencial de calentamiento global. ....	128
Tabla 68. Matriz de comparación por pares del potencial de acidificación.....	128
Tabla 69. Matriz de comparación por pares del potencial de eutrofización.....	129
Tabla 70. Matriz de comparación por pares de la transformación de tierra natural. ....	129
Tabla 71. Matriz de comparación por pares de generación de empleo. ....	129
Tabla 72. Matriz de comparación por pares de impacto sobre la salud humana. ....	130
Tabla 73. Matriz de comparación por pares de muertes por accidentes severos.....	130
Tabla 74. Vector de jerarquía de la tendencia del precio de las energías. ....	131
Tabla 75. Vector de jerarquía la sensibilidad al incremento del precio de energéticos primarios. ....	131
Tabla 76. Vector de jerarquía del potencial de calentamiento global.....	131



Tabla 77. Vector de jerarquía del potencial de acidificación. ....	132
Tabla 78. Vector de jerarquía del potencial de eutrofización. ....	132
Tabla 79. Vector de jerarquía de la transformación de tierra natural. ....	132
Tabla 80. Vector de jerarquía de generación de empleo. ....	133
Tabla 81. Vector de jerarquía de impacto sobre la salud humana en condiciones normales de operación. ....	133
Tabla 82. Vector de jerarquía de muertes por accidentes severos. ....	133
Tabla 83. Matriz de prioridades de alternativas respecto a indicadores. ....	135
Tabla 84. Matriz de prioridades de alternativas respecto a indicadores económicos. ....	137
Tabla 85. Matriz de prioridades de alternativas respecto a indicadores ambientales. ....	137
Tabla 86. Matriz de prioridades de alternativas respecto a indicadores sociales. ....	137
Tabla 87. Matriz de prioridades de indicadores económicos respecto al criterio económico. ....	138
Tabla 88. Matriz de prioridades de indicadores ambientales respecto al criterio ambiental. ....	138
Tabla 89. Matriz de prioridades de indicadores sociales respecto al criterio social. ....	138
Tabla 90. Vector de prioridades de los criterios respecto a la sustentabilidad. ....	138
Tabla 91. Matriz de prioridades de alternativas respecto a criterios. ....	140
Tabla 92. Vector de decisión, alternativas respecto a meta final (caso base). ....	141
Tabla 93. Vector de decisión del caso alternativo 1 (50%-30%-20%). ....	142
Tabla 94. Vector de decisión del caso alternativo 2 (70%-15%-15%). ....	144
Tabla 95. Vector de decisión del caso alternativo 3 (15%-70%-15%). ....	145
Tabla 96. Vector de decisión del caso alternativo 4 (15%-15%-70%). ....	146

## **Agradecimientos.**

A mi mamá por su amor incondicional, por su apoyo e insistencia en mi educación, por su enorme influencia en el desarrollo de mi carácter y código moral, por su paciencia (mucho o poca, según la perspectiva) hacia mí y por muchas cosas más imposibles de relatar en una hoja o una tesis entera. Porque todos esos detalles que van más allá de las responsabilidades de ser una madre me han enseñado generosidad, humildad y amor.

A mis profesores por los conocimientos que me han brindado y las herramientas para expandirlos, tanto de las asignaturas como de la vida. Porque el conocimiento cuando se brinda no se pierde, se multiplica.

A otros integrantes de mi familia que me han apoyado en tanto aspectos toda la vida. Mi abuela Cris, mi tía Adriana, mi primo Pablo, mi abuelo Elio, mi abuela Dora, mi Papá, mi tío Daniel, mis primas Adriana y Mónica y muchos más.

A mis amigos porque sin la diversión, relajación y esparcimiento este logro sería inútil. Me han ayudado a mantener un equilibrio entre lo académico, próximamente lo profesional, y el resto de la vida.

A mi novia por ser mi acompañante ya por más de un año, ser apoyo, confidente, consejera y admiradora. Ha sido un espejo en el cual se potencializan mis virtudes, para más tarde volverse realidad.

Al jurado por haber sido parte de mi formación y culminación del capítulo académico de nivel licenciatura.

A la UNAM por la beca que recibí, a través de la DGAPA, por mi participación en los proyectos: PAPIIT IN106310 (2010) Producción de hidrógeno a partir del calor producido por reactores nucleares de alta temperatura y PAPIIT IN113213 (2013) Estudio y diseño de reactores avanzados de fisión nuclear e híbridos fusión-fisión.

A la Dra. Cecilia Martín del Campo, que aunque ya está incluida en dos de las categorías anteriores, le agradezco no sólo por ser una de mis mejores profesoras en la carrera y dirigir mi tesis, sino además por el apoyo que me ha dado para incorporarme al mundo laboral.

A mis animales de compañía, quienes me han otorgado amor incondicional y con quienes he compartido mis silencios más cómodos.

## **Abstract**

In the last decades hydrogen as energy carrier has been considered as an opportunity for sustainable development. Mainly because using it as fuel does not generate greenhouse gas emissions, nevertheless it should be considered that the most employed hydrogen production processes generate greenhouse gases, among other pollutant agents. For hydrogen to represent a viable alternative energy, it's needed to establish the most sustainable methods to produce it.

The evaluation of sustainability requires the most representative indicators of the economic development, social development and environment protection, which are the characteristics that form the concept of sustainable development. The synthesizing method employed was the Analytic Hierarchy Process (AHP) since it is a powerful and commonly used method of decision making analysis.

The outcome of the study showed that the hydrogen produced from electrolysis when the energy comes from wind generators or hydroelectric plants are the most sustainable alternatives. High temperature electrolysis in hydrogen plants coupled to nuclear plants was also a sustainable alternative. In contrast electrolysis using energy from the world mix of electricity and gasification from coal were the less sustainable alternatives.

## **Keywords:**

Hydrogen production, sustainability, analytic hierarchy process (AHP), energy carrier, clean energy.

## **Resumen.**

En las últimas décadas se ha considerado la oportunidad para el desarrollo sustentable que ofrece el uso del hidrógeno como vector energético. Principalmente porque en su uso como combustible no genera gases de efecto invernadero. Sin embargo, hay que considerar que en los procesos de producción del hidrógeno más utilizados, sí se emiten estos gases, entre otros agentes contaminantes. Para que el hidrógeno pueda representar una alternativa energética viable a futuro, es necesario establecer qué métodos para obtenerlo son los más sustentables.

Para hacer la evaluación de la sustentabilidad se necesitó seleccionar los indicadores más representativos del desarrollo económico, del desarrollo social y de la protección ambiental, características que conforman al desarrollo sustentable. Se utilizó como método de análisis de decisión el proceso de análisis jerárquico, por ser una herramienta de análisis de decisión muy robusta y utilizada en la actualidad.

El resultado del estudio demostró que las alternativas más sustentables son la producción de hidrógeno a partir de electrólisis, siempre y cuando está energía eléctrica provenga de aerogeneradores o plantas hidroeléctricas. La electrólisis a alta temperatura en plantas acopladas a plantas nucleares también fue una alternativa sustentable. Por otro lado la electrólisis con energía obtenida del mix mundial de electricidad y de gasificación a partir del carbón fueron las alternativas menos sustentables.

## **Palabras clave:**

Producción de hidrógeno, sustentabilidad, Proceso de análisis jerárquico (AHP), vector energético, energía limpia.

# **1. Introducción.**

## **1.1 Objetivo de la tesis.**

Evaluar la sustentabilidad de los procesos de producción del hidrógeno, utilizando el proceso de análisis jerárquico. Ya que esta información puede ser útil a futuro para en el establecimiento de condiciones para la utilización del hidrógeno como vector energético, de modo que resulte preferible sobre otros vectores energéticos.

A pesar de que en esta tesis se aborda al hidrógeno como vector energético, se exponen sus ventajas y desventajas sobre el resto de los vectores energéticos y en las conclusiones se comentan aspectos importantes en el emprendimiento hacia la “economía del hidrógeno”. El trabajo de investigación y síntesis de la información fue limitado únicamente a la evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción del hidrógeno.

## **1.2 Contenido de la tesis.**

Este estudio se compone de un breve análisis del sector energético, seguido del panorama global del hidrógeno en el que se mencionan los usos presentes y posibles aplicaciones futuras, con las oportunidades y riesgos que pueden conllevar. Del mismo modo se exponen los principales procesos de producción de hidrógeno, de los cuales fueron seleccionados los más utilizados y los que pudieran tener viabilidad a corto y mediano plazo. Así mismo, se obtuvieron los valores de cada proceso respecto a indicadores propios de la sustentabilidad. Finalmente, se realizó una evaluación de la sustentabilidad de estos procesos de producción de hidrógeno mediante métodos de análisis de decisión, específicamente utilizando el proceso de análisis jerárquico (AHP).

La tesis se ha limitado únicamente a la evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno. A pesar de que aborda el tema de su transportación, almacenamiento y uso final, ninguno de estos temas se analiza a profundidad. Asimismo, a pesar de estar conscientes de que la sustentabilidad de los procesos hoy en día no se considera el único factor para la toma de decisión, ni tampoco el más importante, el objetivo de la tesis fue realizar la evaluación centrada en ese aspecto y posteriormente analizar la importancia que puede tener esta evaluación en la toma de decisión final, tanto en base a los actores que la tomen, como considerando otros vectores energéticos que en muchas aplicaciones compiten directamente con el hidrógeno.

## **1.3 El hidrógeno y la energía en el mundo actual.**

Hoy en día el hidrógeno se utiliza en varios procesos dentro de la industria, en su mayoría ligados a la refinación del petróleo, así como para la producción de amoníaco, etanol, fertilizantes y en la industria de los alimentos. Según datos del DoE (Department of Energy), el Departamento de Energía de los Estados Unidos, su producción mundial en 2006 fue de 24 millones de toneladas o poco más de 13 000 tcf (trillion cubic feet), billones de pies cúbicos estándar anuales (en México se consideran billones a lo que en Estados Unidos se le llama trillones, la notación científica lo expresa como  $10^{12}$ ) (Hydrogen Analysis Resource Center)<sup>1</sup>. Por otro lado, la publicación de Industrial Gases by the Chemical Economics Handbook reporta para ese mismo año una

---

<sup>1</sup> Hydrogen Analysis Resource Center, “Worldwide and U.S. Total Hydrogen Production”, consultado en febrero de 2013 en <http://hydrogen.pnl.gov/cocoon/morf/hydrogen/article/706>

producción mundial de 45 millones de toneladas (The Chemical Economics Handbook, 2007)<sup>2</sup>. Por lo tanto las cifras no son consistentes, ya que la industria no es rastreada, principalmente porque las industrias que requieren de hidrógeno, lo producen en el mismo lugar donde lo utilizan, a esto se le llama hidrógeno cautivo, sin embargo es una realidad que la producción actual de hidrógeno para la industria es considerable.

Es importante enfatizar que el hidrógeno no es un recurso primario, sino un vector energético, es decir, que no se encuentra en el medio ambiente como una materia prima. A pesar de ser uno de los elementos más abundantes en la Tierra, el hidrógeno es escaso en su estado puro, por lo tanto se debe separar de distintas moléculas. Este tema se ampliará cuando se hable del panorama mundial del hidrógeno y en los procesos de producción del hidrógeno. En este momento, sólo se busca aclarar que para la obtención de hidrógeno se necesita alguna de las posibles materias primas e invertir energía, por lo tanto, no podría suplir a las fuentes primarias de energía. Sin embargo, al estar en forma pura cuenta con una gran cantidad de energía potencial que puede ser liberada cuando se necesite y utilizado en aplicaciones tanto móviles como estacionarias. Es decir, que su uso puede contribuir a las dos actividades más demandantes de energía, el transporte y la generación de energía eléctrica. Aunque su uso para la generación de energía eléctrica no califica actualmente como un proceso eficiente, por las múltiples transformaciones que requiere. Además el hidrógeno tampoco es un sustituto “uno a uno” de las fuentes fósiles, como se verá más adelante.

En el campo de las energías renovables, la tecnología relacionada al hidrógeno fue reportada como la tecnología a la que se le proyecta mayor crecimiento en esta década. Según datos de PATH (Partnership for Advancing the Transition to Hydrogen, 2011)<sup>3</sup>, la asociación para el avance de la transición al hidrógeno, la cuantiosa inversión que se le da a la investigación y desarrollo de las tecnologías del hidrógeno se debe a cinco factores principalmente: el crecimiento de la demanda mundial de energía, la limitada cantidad de los recursos energéticos fósiles, los daños medioambientales y sociales principalmente los causados por la liberación de gases contaminantes, la nula sostenibilidad que ofrece la dependencia en energéticos fósiles y la falta de energéticos que puedan sustituir a la gasolina en aplicaciones de transporte.

El crecimiento de la demanda energética mundial se pronostica desde un 100% (World Energy Council, 2007)<sup>4</sup> hasta un 200% (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup> para el año 2050, por lo que es necesario invertir en factores claves del sector energético como son: la obtención de energía primaria diversificada y sustentable en la medida de lo posible, la transformación limpia y eficiente a energía secundaria y el ahorro y uso eficiente de energía para su consumo final. No se tienen fuentes de energía que sean capaces de abastecer, por sí solas, completamente la inmensa y variada demanda energética, es por eso que hay diversificación en las fuentes de energía, según su uso y dependiendo de los recursos de cada país. Pero mientras la

---

<sup>2</sup> The Chemical Economics Handbook, “Industrial Gases” (2007), consultado en Abril de 2013 en <http://www.hydrogenambassadors.com/background/worldwide-hydrogen-production-analysis.php>

<sup>3</sup> Partnership for Advancing the Transition to Hydrogen, “Annual Report on World Progress in Hydrogen” Junio del 2011, consultado en febrero de 2013 en <http://www.hpath.org/ReportBook.pdf>

<sup>4</sup> World Energy Council, “Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050”, 2007, consultado en febrero de 2013 en [http://www.worldenergy.org/documents/scenarios\\_study\\_es\\_online.pdf](http://www.worldenergy.org/documents/scenarios_study_es_online.pdf)

<sup>5</sup> Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, “Libro de Ciencia y Tecnología N° 2”. Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de combustible como fuentes de energía. 2009, consultado en febrero de 2013 en [http://www.smh2.mx/images/stories/Libro\\_de\\_CyT.pdf](http://www.smh2.mx/images/stories/Libro_de_CyT.pdf)

demanda y la industria crecen, los recursos energéticos convencionales (carbón, petróleo, biomasa y gas) empiezan a parecer insuficientes. Es por eso que se continúa buscando nuevas formas de obtener energía y que ésta alcance precios competitivos. La importancia de cumplir con esta demanda se manifiesta en todos los niveles, el más común es el de la comodidad, iluminación, calefacción, cocción de alimentos, control de clima, transporte, etc. Cosas a las que estamos habituados y se han convertido ya en una necesidad, mientras que los niveles más elevados y menos contemplados son los de la industria y la energía que se necesita para transformar de materia prima a producto terminado (cada artículo que es producido conlleva una huella energética), desde un automóvil hasta la tinta y el papel con el que está escrito este documento.

Otro sector para el que es muy relevante la energía es el económico, ya que hay una relación intrínseca entre el sector energético de un país y su producto interno bruto (PIB), esto se debe a que la mayoría de las actividades que generan riqueza utilizan gran cantidad de energía, es decir, la producción de dinero se hace en general mediante la producción de bienes y servicios, los cuales necesitan energía para ser producidos. En la agricultura se necesita bombeo para el riego, en la industria se requiere la transformación de materia prima en producto terminado, todas estas transformaciones requieren de energía, por consiguiente un país que no se abastezca de la energía que necesita, es un país que se empobrece. Un ejemplo de esta relación se puede apreciar con la recesión que se sufrió en 2008 y 2009 no sólo en Estados Unidos de América (EUA), sino en todo el mundo. En los balances de energía de EUA y México se puede ver claramente que la demanda de energía disminuyó en 2009; uno de los factores, además de los financieros, fue que el precio del barril de petróleo se incrementó a niveles históricos de hasta 150 dólares el barril, lo cual incrementó el costo de la producción de energía y desaceleró a la industria, por lo que cayó la demanda de energía, esto aunado a otros factores provocó la recesión lo que en consecuencia derrumbó el precio del barril de petróleo en un factor mayor a 4, es decir una caída de más del 75% del precio. La recesión provocó que la demanda permaneciera baja y por lo tanto también el precio, hasta que conforme la economía se comenzó a recuperar, la demanda aumentó, la industria se aceleró y también el precio volvió a aumentar.

En cuanto al segundo factor por el que se lleva a cabo tanta investigación y desarrollo en las tecnologías del hidrógeno es la cantidad limitada que se tiene de recursos energéticos fósiles. Las principales fuentes de energía hoy en día son las fósiles, según la IEA (International Energy Agency, 2012)<sup>6</sup> Agencia internacional de la energía, más del 80% del suministro energético del mundo en el 2010 fue a partir de gas natural, petróleo crudo y carbón.

Según datos de la SENER (Secretaría de Energía), al cierre del 2011 las reservas probadas mundiales de petróleo crudo ascendieron a 1652.6 miles de millones de barriles (MMMb), esta cifra tiene una relación reserva-producción de 54.2 años (Secretaría de Energía, 2012)<sup>7</sup>, es decir, que si se mantuviera el ritmo de producción actual, si las reservas probables (2P) y posibles (3P) no se concretarán como probadas (1P), si no hubieran nuevos descubrimientos y si el precio del petróleo se mantuviera en 52.4 años se agotarían las reservas probadas (1P), aunque en realidad esto es algo extremadamente poco probable. En cuanto al gas natural, las reservas probadas convencionales totales en 2010 ascendieron a 7,361 bpc (billones de pies cúbicos), a lo cual se le

---

<sup>6</sup> International Energy Agency, "Key World Energy Statistics 2012", 2012, consultado en febrero de 2013 en <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf>

<sup>7</sup> Secretaría de Energía, "Prospectiva de Petróleo Crudo 2012 – 2026", 2012, consultado en febrero de 2013 en, [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PPCI\\_2012\\_2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PPCI_2012_2026.pdf)

puede agregar 6,622 bpc de recursos técnicamente recuperables de *shale gas* o gas de lutitas. La relación reservas-producción es de 63.6 años, una vez más, esto sin considerar las reservas de shale gas (Secretaría de Energía, 2012)<sup>8</sup>. Finalmente se cuenta con reservas probadas de 404,762 millones de toneladas de carbón y una relación de reservas-producción de 112 años (British Petroleum, 2012)<sup>9</sup>.

A nivel nacional se cuenta con reservas probadas de petróleo crudo equivalentes a 11.4 MMMb de petróleo, en cuanto a la relación reserva-producción se le considera de 10.6 años (Secretaría de Energía, 2012)<sup>6</sup>. Las reservas probadas de México de gas natural a finales de 2011 ascienden a 12.7 bpc, con una relación de reservas-producción de tan solo 6.7 años (Secretaría de Energía, 2012)<sup>7</sup>. Finalmente México cuenta con reservas probadas de carbón equivalentes a 1,211 millones de toneladas y una relación reservas-producción de 77 años (British Petroleum, 2012)<sup>8</sup>.

Con base en lo anterior, se puede ver que las reservas probadas al 2011 de los combustibles fósiles en promedio se estima se agoten en 76.6 años, el panorama de México es peor, el promedio en el que se estima se agoten los recursos fósiles es de 35.6 años, ambos promedios son elevados por la relación reserva-producción del carbón, pero la economía actual es dependiente principalmente del petróleo. Además, las ventajas del petróleo como combustible líquido son difíciles de reemplazar, siendo éste, el combustible fósil al que se le estima menos años en el indicador de reservas-producción. Es por esto que las energías renovables, son las que mayor crecimiento han reportado en los últimos años, si bien requieren de un capital de inversión fuerte y el costo del kwh normalizado es mayor, los costos de operación y mantenimiento son mínimos y las ventajas ambientales numerosas. Además, con el incremento general en el costo de los energéticos, principalmente el petróleo, comienzan a volverse más competitivas. Es importante aclarar que los datos anteriores se refieren a las reservas probadas, es decir, las que actualmente su explotación es económicamente factible, sin embargo, continuamente se hacen hallazgos de mayores recursos que pueden entrar en esas reservas. Por otro lado, los avances tecnológicos y el aumento del precio de los combustibles permiten también expandir estas reservas probadas a partir de las reservas probables y posibles. Por lo anterior, lo más probable es que en realidad la producción de los combustibles se extienda más allá de lo mencionado, sin embargo la misma alza en los precios, es la que seguirá haciendo más competitivas a las energías renovables, entre ellas el uso del hidrógeno como vector energético, cuando éste es producido con energía de origen no fósil.

El tercer factor consiste en los daños medioambientales y sociales principalmente los causados por la liberación de gases contaminantes. Como consecuencia de la transformación y consumo de energéticos usualmente se genera una gran cantidad de agentes contaminantes de distintas proporciones y tipos; el más común es el dióxido de carbono. Cada átomo de carbono integrado en la molécula de cualquier hidrocarburo extraído de la litosfera que se usa como energético, se libera en la atmósfera principalmente como CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono), aunque también puede ser

---

<sup>8</sup> Secretaría de Energía, "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012 - 2026", 2012, consultado en febrero de 2013 en, [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PGN\\_2012\\_2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PGN_2012_2026.pdf)

<sup>9</sup> British Petroleum, "BP Statistical Review of World Energy June 2012", (2012), , consultado en febrero de 2013 en,

[http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2011/STAGING/local\\_assets/pdf/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2012.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf)

como CO (monóxido de carbono). La ventaja del hidrógeno en este aspecto es que al estar libre de carbono, en su aprovechamiento no genera estos gases, lo cual podría reducir muchos efectos dañinos al ambiente o a la sociedad, su oxidación sólo genera energía eléctrica y/o térmica y agua. Sin embargo, para que esta tecnología sea libre de emisiones, todos los procesos del ciclo de vida deben de serlo, por lo que se requiere que en su generación tampoco las haya. Este tema ha ganado importancia en las últimas décadas, debido a la creciente preocupación por el fenómeno del calentamiento global. Hoy en día es uno de los principales temas en las agendas políticas internacionales.

El penúltimo factor que se consideró pertinente es el de la sostenibilidad, el tema es tan importante a nivel global que las Naciones Unidas proclamaron al año 2012 Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos. Los combustibles fósiles no son sostenibles, ya que su explotación presente, compromete la existencia del recurso en el futuro. Aun cuando gran parte de la producción actual de hidrógeno sea en base a combustibles fósiles, existen muchos métodos que se consideran sostenibles, sin embargo aun los que no lo son, pueden ser usados para incrementar la oferta-demanda del hidrógeno y hacer los precios de esta tecnología competitivos, mientras los otros métodos se vuelven competitivos económicamente.

El último factor relevante para el impulso del hidrógeno es el único que es exclusivo de éste y no general de las energías renovables. Es la falta de energéticos que puedan sustituir a la gasolina en aplicaciones móviles. Ya se ha mencionado que uno de los sectores que mayor energía consume, es el de transporte y existen pocas tecnologías que sean económica y tecnológicamente viables para transportes. Muy por encima de cualquier otra alternativa están los derivados de petróleo, como son, gasolinas, turbosinas, diésel, etc. Algunos trenes y autobuses funcionan mediante redes eléctricas, así mismo han incursionado vehículos eléctricos e híbridos al mercado, hay locomotoras que usan carbón, algunos vehículos que usan gas, etanol o algunos otros líquidos de gas natural (NGL- por sus siglas en inglés). Pero además de que el sector de transporte es dominado por los energéticos líquidos subproductos del petróleo, las otras alternativas en general no reducen significativamente las emisiones de GEI, ya que hoy en día la electricidad se produce principalmente mediante combustibles fósiles. El etanol es aparentemente la tecnología que de estar bien regulada podría ofrecer una alternativa sustentable y menores emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Sin embargo, el hidrógeno podría posicionarse incluso un escalón arriba porque su consumo podría eliminar estas emisiones casi en su totalidad.

Los partidarios del hidrógeno pretenden tener a futuro una economía basada en el mismo. Esto consistiría idealmente en una producción de energía principalmente renovable y el uso de la producción de hidrógeno como vector energético. Además de la sustentabilidad que ofrece este escenario, también cuenta con la gran ventaja de que la mayoría de los países podrían contar con autonomía energética, ya que el hidrógeno se puede obtener del agua y al emplearse se transforma en agua, es decir incluso se podría crear un ciclo, lo único que sería necesario es que el recurso energético primario, cualquiera que sea, fuera suficiente dentro del país.

Parece complicado imaginar el rotundo cambio que llevaría a la economía del hidrógeno, sin embargo, no sería la primera vez en la historia que se hiciera un cambio en el energético primario. La humanidad empezó a usar los energéticos con el uso extensivo de la leña y demás biomasa, de la cual con el tiempo se pasó al carbón, después del carbón al petróleo y actualmente se está llevando a cabo un nuevo cambio del petróleo al gas natural por su mayor abundancia (de acuerdo con la agencia internacional de energía, se cuenta con 30,000 bpc de gas recuperable, a la fecha sólo se ha utilizado 2,330 TPC, es decir, un 7.7%. Esto sin considerar los inmensos recursos de



hidratos de metano, que a la fecha no pueden considerarse como recursos recuperables, a esto se le puede agregar alrededor de 6,500 trillones de pies cúbicos de gas natural a partir de fuentes no convencionales como el Shale gas y gas grisú) (Ríos, 2011)<sup>10</sup> y por ser el combustible fósil más limpio que hay. El gas natural se considera el combustible fósil más limpio por varias razones. Primero porque en su combustión libera menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxidos de azufre y metales pesados. En segundo lugar porque su tecnología de generación de energía eléctrica es la más eficiente que tenemos. Hoy en día se considera que la eficiencia de las plantas de ciclo combinado oscila alrededor del 50%, aunque las plantas más nuevas y eficientes se considera que pueden sobrepasar una eficiencia del 60%.

A corto plazo seguramente el petróleo seguirá siendo el combustible principal del mundo, a mediano plazo el gas natural probablemente tomará su lugar y será hasta largo, quizá hasta un muy largo plazo, que el hidrógeno tomará un papel importante en el sector energético.

La SENER es la institución pública encargada de conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional. Esto con la visión de una población con acceso pleno a los insumos energéticos, a precios competitivos; con empresas públicas y privadas de calidad mundial, operando dentro de un marco legal y regulatorio adecuado. Con un firme impulso al uso eficiente de la energía y a la investigación y desarrollo tecnológicos; con amplia promoción del uso de fuentes alternativas de energía; y con seguridad de abasto (Secretaría de energía)<sup>11</sup>.

Es en este esfuerzo se publican documentos como POISE (Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico), COPAR (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico), Estrategia Nacional de Energía, los informes de labores y las prospectivas de los distintos sectores. Dentro de estas prospectivas se encuentran la del sector eléctrico, del mercado de petróleo crudo, del mercado de gas natural, del mercado de gas licuado de petróleo, de petrolíferos y de energías renovables, sin embargo, en ninguno de estos aparece información alguna del hidrógeno como vector energético. Si bien es cierto que en este momento aún no tiene una aportación importante en la matriz energética mundial, convendrá, que de empezar a consolidarse está tecnología como una opción sustentable y económicamente viable, no se pasen desapercibidos los avances que se hagan en esta materia y de empezar a tomar un papel significativo en la matriz energética mundial, incluso agregar como una publicación de la SENER la perspectiva del mercado del hidrógeno.

---

<sup>10</sup> Ríos Roca Álvaro, “El mundo ya gira e en torno al gas natural”, Energía a debate No. 47 – Noviembre/diciembre 2011 pp 13.

<sup>11</sup> Secretaría de energía, “misión y visión”, (diciembre de 2012), consultado en febrero de 2013 en [http://www.energia.gob.mx/portal/mision\\_y\\_vision.html](http://www.energia.gob.mx/portal/mision_y_vision.html).

## 2. Panorama global del hidrógeno.

El hidrógeno es el elemento más sencillo y ligero, su número atómico es el 1 y se representa con la letra H, asimismo es el elemento más abundante del universo, representando aproximadamente el 75% de la masa de todo el universo y el 90% de todos los átomos, se encuentra principalmente en nubes moleculares, estrellas y planetas gaseosos. En la superficie terrestre el hidrógeno también abundante, pero mucho menos que en el resto del universo. Además en la corteza terrestre, el hidrógeno en general se presenta en forma de compuestos químicos como hidrocarburos y agua. El hidrógeno en forma pura es escaso en la atmósfera, se encuentra sólo en una fracción de 1 ppm (partícula por millón) en volumen el cual es producido por algas o bacterias principalmente. La escasez de este elemento en estado libre se debe a que por su ligereza puede escapar de la gravedad de la tierra.

El hidrógeno cuenta con tres isótopos estables naturales. Su isótopo más abundante es el protio con una abundancia de 99.985% (Méndez, 2010)<sup>12</sup>, está formado por un protón y un electrón, representado con el símbolo <sup>1</sup>H. El deuterio D o <sup>2</sup>H tiene una abundancia de sólo el 0.015% (Méndez, 2010)<sup>12</sup> cuenta con un protón, un electrón y un neutrón. Finalmente el tritio T o <sup>3</sup>H, este isótopo cuenta con un protón, un electrón y dos neutrones, su abundancia se califica como de trazas, ya que es mínima, también es radioactivo cuenta con un periodo de semi-desintegración de 12.5 años y decae a <sup>3</sup>He.

En condiciones normales de presión y temperatura, es un gas diatómico (H<sub>2</sub>) incoloro, inodoro, insípido, no metálico y altamente inflamable. Con una masa atómica de 1.00797 uma. En la tabla 1 se muestran las características principales de este elemento.

Información general		Propiedades físicas	
Símbolo	H	Punto de fusión	14.025 K (-259°C)
Serie química	No metal	Punto de ebullición	20.268 K (-253°C)
Configuración	1s <sup>1</sup>	Punto de inflamabilidad	255 K (-18°C)
Masa atómica	1.00797 u	Entalpía de vaporización	0.44936 kJ/mol
Propiedades atómicas		Entalpía de fusión	0.05868 kJ/mol
Radio medio	25 pm	Estructura cristalina	Hexagonal
Electronegatividad	2.2 (pauling)	Calor específico	1.4304 104 J/(K·kg)
Radio atómico	53 pm	Conductividad térmica	0.1815 W/(K·m)
Estado de oxidación	1,-1	Poder calorífico inferior	120 MJ/kg
Energía de ionización	1312 kJ/mol	Poder calorífico superior	141.86 MJ/kg
Propiedades físicas		Límites de explosión	4%-75% en aire
Estado ordinario	Gas	Límites de detonación	18.3%-59% en aire
Densidad	0.0899 kg/m <sup>3</sup>	Coefficiente de difusión	0.61 cm <sup>2</sup> /s

Tabla 1. Propiedades del hidrógeno.

Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/Hidr%C3%B3geno>

<sup>12</sup> Ángeles Méndez, "Isótopos del hidrógeno", (2010), consultado en febrero de 2013 en <http://quimica.laguia2000.com/general/isotopos-del-hidrogeno>

El hidrógeno puede formar compuestos con la mayoría de los elementos, está presente en el agua y en la mayoría de los compuestos orgánicos.

## 2.1 Historia del desarrollo tecnológico del hidrógeno.

El hidrógeno fue descrito formalmente por primera vez en el siglo XVI, por Theophrastus Phillippus Aureolus Bombastus von Hohenheim (mejor conocido como Paracelso, 1493-1541) quien lo obtuvo artificialmente mezclando metales con ácidos fuertes.

Durante el siglo XVII muchos químicos siguieron trabajando con este elemento, como Johann Baptista van Helmont quien lo describió por primera vez con la palabra gas y Robert Boyle quien siguió experimentando con su obtención y descripción.

En el siglo XVIII, Nicolas Lemery demostró que el hidrógeno es explosivo en el aire en 1700, hasta 1766 Henry Cavendish aisló el hidrógeno y comprobó que era de 7 a 11 veces más ligero que el aire. En 1780 Felice Fontana descubrió la reacción de intercambio agua gas (water gas shift reaction) que produce hidrógeno a partir de agua y monóxido de carbono, 3 años más tarde Antoine Lavoisier le dio su nombre al hidrógeno, que viene de hydro que significa agua y genes que significa creación, "creador de agua". Ese mismo año Jaques Charles voló el primer globo de hidrógeno, "La Charlière", ese año también Antoine Lavoisier y Pierre Laplace midieron el calor de combustión del hidrógeno. En 1789 Jan Rudolph Deiman y Adriaan Paets van Troostwijk lograron por primera vez la electrólisis de agua.

En el siglo XIX, se progresó en la electrólisis del agua, utilizando pilas voltaicas y un acomodo de electrodos de tal manera que se pudieran almacenar los gases por separado. También en 1806 Francois Isaac de Rivaz construyó el primer motor de combustión interna alimentado por una mezcla de hidrógeno y oxígeno. En 1819 Edward Daniel Clarke inventa el soplete de hidrógeno, posteriormente en 1836 John Frederic Daniell inventó una celda primaria, que por primera vez usa el hidrógeno para producir electricidad, aunque, hasta 1842 William Robert Grove desarrolló la primera celda de combustible que llamó "Batería voltaica de gas". En 1863 Étienne Lenoir prueba, de Paris a Joinville-le-Pont, su "Hippomobile", un vehículo alimentado por hidrógeno de un cilindro de combustión interna, viajando 11 millas en menos de 3 horas. En 1884 el ejército francés prueba su primer dirigible "la France" de 52 m de largo y una capacidad de 1900 m<sup>3</sup>, capaz de recorrer 8 km en 23 minutos. En 1895 se descubre la hirdólisis, en 1896 la producción de hidrógeno a partir de cianobacterias (anabaena). En 1897 Paul Sabatier descubre la hidrogenación, que consiste en agregar hidrógeno a moléculas orgánicas para crear hidrocarburos saturados, entre otros. En 1898 James Dewar pudo licuar el hidrógeno usando refrigeración regenerativa y un año después logró producir hidrógeno sólido.

En el siglo XX los avances tecnológicos crecieron exponencialmente y las tecnologías relacionadas con el hidrógeno no fueron la excepción. En las primeras décadas de este siglo se mejoran los dirigibles, logrando mayores distancias (incluso transatlánticos) y llevar pasajeros, además se patentan otros métodos de producción de hidrógeno como el de Linde-Frank-Caro y el de Lane, basados en la reacción de intercambio de agua y gas (water gas shift reaction). En 1910 Fritz Haber patentó el proceso Haber para la producción de amoniaco a partir de nitrógeno e hidrógeno. En 1920 abre la primera planta comercial de hidrocrackeo en Alemania, método por el cual se obtienen hidrocarburos saturados de mayor pureza. Tres años después, en 1923, también en Alemania se crea metanol sintético por primera vez a partir de reformado de vapor. Tres años después, en 1926, se desarrolla el proceso de oxidación parcial en la Universidad de Illinois con oxígeno, en vez de aire para la producción de gas sintético, un gas rico en hidrógeno. En 1937 el

Zeppelin “LZ 129 Hindenburg” en un accidente ocasiona la muerte de 36 personas sobre Nueva Jersey, a pesar de que el hidrógeno no causó el accidente, si lo potenció y posteriormente los dirigibles se dejaron de producir. En 1937 se prueba el Heinkel HeS 1, fue el primer motor jet de Alemania y fue alimentado por hidrógeno. Ese mismo año en Ohio se prueba el primer turbogenerador enfriado por hidrógeno. En 1938 se construyen los primeros 240 Km de tubería de hidrógeno de Rhine-Ruhr en Alemania. En 1941 se usa por primera vez masivamente el hidrógeno en motores de combustión interna, en automóviles GAZ-AA. En 1943 el hidrógeno líquido se prueba como combustible de aeronaves en la Universidad de Ohio. En 1949 se descubre la hidrodesulfuración, usada para la producción de hidrocarburos limpios. En 1952 Ivy Mike logró la primera prueba exitosa de un explosivo nuclear basado en fusión de hidrógeno, deuterio específicamente. En 1961 el hidrógeno líquido RL-10 propulsó el vuelo de un cohete. En la segunda mitad de este siglo se desarrollan grandes avances en celdas de combustible, hasta hacer las primeras celdas de combustible comerciales. En 1967 Akira Fujishima descubrió el efecto Honda-Fujishima que se usa para la fotocátalisis en las celdas fotoelectroquímicas. En 1970 John Bockris desarrolla el concepto de la economía del hidrógeno. En 1990 abre la primera planta de producción de hidrógeno solar. En 1997 Anastaios Melis descubre que al privar de sulfuro a las algas provoca producción de hidrógeno en vez de oxígeno. En 1999 se optimizan los procesos que usan hidrógeno en las refinerías mediante monitoreo y análisis de flujos de hidrógeno en sus procesos.

En el siglo XXI, en el 2000 Peter Toennies demuestra superfluidez en el hidrógeno a la temperatura de 0.15 K, en 2001 se producen los primeros tanques de hidrógeno IV a 700 Bar. También se han desarrollado vehículos submarinos en base a hidrógeno y se ha trabajado sobre la optimización de producción y almacenamiento de hidrógeno (Wikipedia, 2013)<sup>13</sup>.

## 2.2 Aplicaciones del hidrógeno.

En el inciso anterior se exponen muchas aplicaciones del hidrógeno que se fueron descubriendo, del siglo XVII al presente, sin embargo, en este inciso se busca exponer las aplicaciones más importantes, es decir las que representan un mayor consumo, así como posibles aplicaciones a futuro.

El hidrógeno es un elemento que se usa mucho en la industria. Dentro de las industrias con mayor demanda están las que sintetizan amoníaco (40.3%) que se emplea principalmente para producir abonos y con éste nutrir los suelos. La segunda industria de mayor demanda son las refinerías de petróleo (37.3%) cuya demanda está en continuo aumento ya que desde hace más de una década se utiliza para producir fracciones más limpias y ligeras, a partir de hidrocarburos pesados. La tercera industria consumidora de hidrógeno es la que produce metanol (10%), el consumo de hidrógeno restante se reparte en las industrias farmacéutica, alimenticia, electrónica, etc. (Fernández-Bolaños, 2005)<sup>14</sup>

A futuro se espera que la demanda de hidrógeno aumente, ya que también se encuentra en aumento la demanda de amoníaco y la de fracciones ligeras de petróleo. La primera por la necesidad de producir una mayor cantidad de alimentos y la segunda por la necesidad de fracciones ligeras en la industria energética, principalmente la del transporte. Asimismo, hay una

<sup>13</sup> Timeline of hydrogen technologies, (2013) consultado en Abril de 2013 en [http://en.wikipedia.org/wiki/Timeline\\_of\\_hydrogen\\_technologies](http://en.wikipedia.org/wiki/Timeline_of_hydrogen_technologies)

<sup>14</sup> Clara Fernández-Bolaños Badía , “Energética del Hidrógeno”, (2005), consultado en Abril de 2013 en <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823/fichero/3.5+Aplicaciones+del+Hidr%C3%B3geno.pdf>

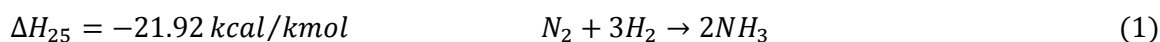
gran posibilidad de que a largo plazo la demanda de hidrógeno aumente por la incorporación de éste como vector energético. También se pretende usarlo para conseguir una fusión nuclear controlada, estas últimas aplicaciones y sus respectivas tecnologías no están en una etapa madura, pero se encuentran en la fase de investigación y desarrollo.

### 2.2.1 Producción de amoníaco (NH<sub>3</sub>).

El amoníaco anhidro es un gas incoloro, de olor irritante y tóxico. El adjetivo de anhídrido significa que no está diluido en agua. Por su elevado calor latente de vaporización se utiliza como fluido frigorífico, si bien es peligroso en caso de que se produzcan fugas, por lo que no siempre es recomendable. Es muy soluble en agua, se hidrata formando NH<sub>4</sub>OH que se ioniza, generando soluciones de fuerte carácter básico. El ion amonio es fácilmente asimilable por las plantas.

Es materia prima para la fabricación del ácido nítrico, del nitrato amónico y otros nitratos inorgánicos, así como de la urea, todos ellos de empleo masivo como fertilizantes. El ácido nítrico es el reactivo imprescindible para la fabricación de nitrocompuestos que encuentran aplicación en la industria de los plásticos (isocianatos de los que se derivan los poliuretanos), las pólvoras y los explosivos (nitroglicol y nitroglicerina para la dinamita), fármacos, colorantes y otros muchos productos de química fina.

Por su importancia como nutriente en el sector agrario es el segundo producto químico que más se produce industrialmente a escala mundial, después del ácido sulfúrico. La producción mundial de amoníaco se estima en 140 millones de toneladas métricas anuales y está en continuo crecimiento. La mayor parte del amoníaco se obtiene a partir de gas natural, como materia prima, sin embargo, esencialmente lo que se necesita es hidrógeno, sin importar su origen, y el nitrógeno del aire, como se puede ver en la reacción 1, que representa el proceso Haber. Las plantas industriales de producción de amoníaco usualmente tienen una capacidad por encima de las 650 toneladas métricas diarias, pero que pueden llegar hasta a las 2000 (Grupo de Tecnología Química, 2005)<sup>15</sup>.



Hoy en día la mayoría de las plantas de amoníaco se sitúan cerca de pozos petroleros, cuyo gas asociado constituye una materia prima barata. Si la producción de hidrógeno con otras tecnologías fuera económicamente más competitiva, podría haber plantas de producción de amoníaco, cuyo hidrógeno, proviniera de otras fuentes. Sin embargo en este caso, parece conveniente que la mayor parte de las plantas de producción de amoníaco sea a partir de gas natural, ya que, el almacenamiento y la transportación del gas asociado son más costosos que el almacenamiento y la transportación de amoníaco líquido.

### 2.2.2 Uso en refinerías.

No sólo la refinación es otra de las industrias que utilizan más hidrógeno, además se espera que su consumo continúe incrementándose debido a consideraciones económicas y ambientales, hay una tendencia mundial en las refinerías de petróleo a intensificar esfuerzos para maximizar la obtención de productos de alta calidad, es decir, la conversión de residuos pesados para producir

---

<sup>15</sup> Grupo de Tecnología Química, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid, "Amoníaco y sus principales derivados", (2005), consultado en Abril de 2013 en [http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/cap3\\_amoníaco.pdf](http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/cap3_amoníaco.pdf)

combustibles ligeros como la gasolina y el diésel, con la menor cantidad de impurezas posible. Para alcanzar este objetivo se utiliza el hidrotratamiento, que consiste en procesos de refinación para el tratamiento de crudos y residuos pesados con hidrógeno, para partir moléculas de hidrocarburos pesados y disminuir en ellos el contenido de azufre, nitrógeno, metales, aromáticos y olefinas.

Los procesos que son parte del hidrotratamiento son los siguientes:

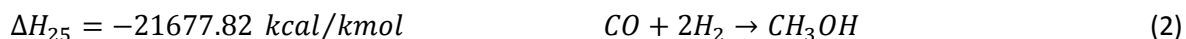
- Hidrodesulfuración: es un proceso en que las fracciones se someten a altas temperaturas (entre 270 y 400°C), altas presiones (entre 20 y 70 bar), una atmósfera rica en hidrógeno y catalizadores. Se utiliza para remover azufre de las fracciones, formando ácido sulfhídrico (SH<sub>2</sub>), el cual junto con el remanente hidrógeno que no reaccionó y otras fracciones ligeras, es removido del combustible (diésel o gasolina). Este combustible más limpio, forma menos ácidos corrosivos en su combustión, que a su vez son los que provocan las lluvias ácidas. En este sentido las legislaciones ambientales en combustibles, son cada vez más estrictas, en algunos países europeos no se debe exceder las 10 partes por millón de azufre.
- Hidrodesnitrógenación: es un fenómeno similar a la hidrodesulfuración y usualmente se busca ocurran en el mismo proceso, la hidrogenólisis, provoca el rompimiento del enlace C-N, resultando un compuesto desnitrógeno mezclado con amoniaco.
- Hidrodesaromatización: es la reacción catalítica de moléculas aromáticas con H<sub>2</sub>, resultando en un hidrocarburo saturado.
- Hidrodesintegración: consiste en la ruptura de moléculas pesadas de hidrocarburos, provocada por el hidrógeno, en fracciones más ligeras, las cuales a su vez son saturadas con el hidrógeno que se encuentra en la atmósfera del proceso. Se trata de un proceso muy versátil, ya que se utiliza, para modificar el rendimiento y la calidad de los diferentes productos que se pueden obtener de la planta, de acuerdo a las necesidades de producción. Actualmente para lo que más se utiliza es para procesar crudos pesados, cuya demanda (y por lo tanto precio) ha disminuido, y obtener combustibles ligeros, cuya demanda está en continuo ascenso. Cuando crudos pesados se someten al proceso de hidrodesintegración el resultado se le llama crudo sintético.
- Otra de las reacciones que se lleva a cabo con la atmósfera rica en hidrógeno es la transformación de alquenos (también conocidas como olefinas) en alcanos (también conocidos como parafinas). Estas reacciones también son de saturación. También los hidrocarburos oxigenados reemplazan sus átomos de oxígeno por átomos de hidrógeno, formando hidrocarburos sin oxígeno mezcladas con agua, de igual modo hidrocarburos con metales, sustituyen a los mismos con hidrógeno, a este proceso se le llama hidrodesmetalización.

Dentro de una refinería se obtiene hidrógeno del petróleo como subproducto de los procesos de reformación y desintegración catalítica. Sin embargo, es insuficiente para satisfacer sus propias necesidades, por lo que, actualmente varias refinerías en el mundo están construyendo plantas de hidrógeno para cubrir su demanda. La capacidad de producción de hidrógeno en las refinerías se incrementó en un 70% entre 1995 y 2003 (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>. El 96% del hidrógeno producido en las refinerías se obtiene por reformación con vapor de agua (76% de gas natural, 20% de nafta ligera) mientras que con la oxidación parcial (gasificación) principalmente coque del petróleo o residuos pesados se obtiene el remanente 4% (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.

En resumen, por el incremento en el consumo de hidrógeno, se tendrá que incrementar la capacidad de producción de hidrógeno en las refinerías. La reformación con vapor de agua, tanto de gas natural como de naftas, suele ser la ruta más viable para satisfacer la demanda, pero la gasificación de fracciones de aceite pesado y coque del petróleo que con frecuencia va combinado con generación de energía pueden jugar un papel creciente.

### 2.2.3 Producción de metanol.

El metanol se produce a partir de monóxido de carbono e hidrógeno, en presencia de un catalizador, usualmente cobalto, la reacción se muestra a continuación:



Esta materia prima se presenta en el gas de síntesis, por lo cual, usualmente este hidrógeno se obtiene de combustibles fósiles, aunque también se puede obtener a partir de biomasa.

El metanol se utiliza principalmente como disolvente industrial, así como materia prima en la fabricación de formaldehído. El metanol también se emplea como anticongelante en vehículos, combustible, solvente de tintas, tintes, resinas, adhesivos, biocombustibles y aspartame.

El metanol es capaz de sustituir a las gasolinas como combustible líquido, aunque no es una sustitución uno a uno, ya que el poder energético del metanol es tan sólo poco mayor a la mitad del de la gasolina, necesita una mayor temperatura para la autoignición y un motor de combustión interna no puede funcionar con metanol puro sin modificaciones (aunque las modificaciones requeridas, son menores y relativamente de bajo costo), sin embargo, un automóvil sin modificaciones puede funcionar con una mezcla de gasolina con hasta 15% de metanol. La demanda de metanol está en crecimiento, en 2010 hubo una demanda mundial de 45.6 millones de toneladas y se espera que en 2011 la demanda supere las 50 millones de toneladas (Methanol Institute)<sup>16</sup>.

El metanol es considerado por muchos, el combustible del futuro, ya que, no compite con la seguridad alimenticia como el etanol, además para un país no petrolero, su producción a partir de gas natural o incluso otras materias primas más comunes como la biomasa, puede ser incluso más barata que la gasolina (metanol = 0.272 dls/litro gasolina = 0.60 dls/litro, aun considerando que el poder calorífico del metanol es casi la mitad del de la gasolina, el resultado sigue estando en favor del metanol) (Zenteno, 2007)<sup>17</sup>. Muchos investigadores están postulando “la economía del metanol” así como “la economía del hidrógeno”, que cuenta con las ventajas comparativas tales como, que su transporte y almacenamiento son más baratos y sencillos que para el hidrógeno, además que para su uso, no se requiere un cambio severo en infraestructura, ni automotriz, ni en los centros de carga, y que es más limpio que la gasolina. Sin embargo, tanto en su producción como en su uso se siguen emitiendo GEI a comparación del hidrógeno, además es un producto tóxico, por lo que el contacto de las personas con este compuesto debe ser limitado.

---

<sup>16</sup> Methanol Institute, “The metanol industry”, consultado en Abril de 2013 en <http://www.methanol.org/Methanol-Basics/The-Methanol-Industry.aspx>

<sup>17</sup> Eduardo Barrueta Zenteno, “Metanol, combustible del futuro”, consultado en Abril de 2013 en <http://www.energiaadebate.com/Articulos/septiembre2007/barruetasep2007.htm>

## 2.2.4 Vector energético.

La ISO 13600 define como vector energético a aquellas sustancias o fenómenos que puedan ser usados para producir trabajo, calor o para operar procesos físicos o químicos, es decir cualquier sistema o sustancia que contenga energía, de tal manera que ésta pueda liberarse posteriormente o en algún otro lugar.

Algunos ejemplos de vectores energéticos:

- Mecánicos: palancas, resortes, aire comprimido, agua en una presa.
- Eléctricos: Capacitores e inductores.
- Químicos: baterías, petróleo, carbón, madera, gas natural, hidrógeno.

En el campo de la energía, sin embargo, el concepto no se usa de ese mismo modo, vector energético se utiliza como sinónimo de energías secundarias, que son un concepto en el que se agrupan a los derivados de las fuentes primarias, los cuales se obtienen en los centros de transformación (Secretaría de energía, 2011)<sup>18</sup>. Dicho de otro modo son los productos intermedios en la cadena de suministro de la energía, entre la materia prima y el uso energético final.

Los vectores energéticos más utilizados en la actualidad son: la electricidad, fracciones del petróleo, gas seco y líquidos de gas natural. Aunque también coque de petróleo, coque de carbón, vapor de agua, etanol, hidrógeno, entre otros.

El uso del hidrógeno como vector energético tiene ventajas y desventajas sobre los otros vectores. Las principales ventajas son que en su aprovechamiento no se generan GEI, además es un vector cuya producción tiene gran versatilidad desde cualquier combustible fósil, hasta cualquier energía renovable. Sin embargo su desventaja principal es que su producción, almacenamiento, transporte y uso final requiere de tecnologías costosas, que hoy en día no son económicamente competitivas. Además los métodos más utilizados sí generan GEI, lo cual anula la ventaja de que en su consumo no se generen éstos.

En la actualidad el uso del hidrógeno como vector energético es bajo, se usa principalmente como energía de reserva para industrias y servicios, como las telecomunicaciones, hay mucho interés en la industria del transporte, pero aún se necesita mucha investigación y desarrollo (R&D) para hacer el transporte en base a hidrógeno más competitivo económicamente, del mismo modo la electrónica móvil está llevando a cabo investigación y desarrollo para utilizar pilas a base de hidrógeno.

El hidrógeno posee el contenido de energía por unidad de peso (120 MJ/kg) más alto, comparado con cualquiera de los combustibles conocidos. Sin embargo, su valor energético basado en poder calorífico inferior por unidad de capacidad es mucho menor que el de otros combustibles, por lo que requiere de tanques más grandes para contener la misma energía, por ejemplo, un litro de hidrógeno líquido equivale a 0.268 litros de gasolina, 1 litro de hidrógeno gaseoso a una presión

---

<sup>18</sup> Secretaría de energía, “Balance Nacional de Energía 2011” consultado en Abril de 2013 en [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/BNE\\_2011.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/BNE_2011.pdf)



de 350 bar equivalentes a 0.0965 litros de gasolina o entre 0.3 y 0.35 litros de gas natural a 350 bar. (Asociación española del hidrógeno)<sup>19</sup>

El uso del hidrógeno como vector energético es el pilar principal en la ideología de la economía del hidrógeno, de la cual se hablará más adelante, en donde se desglosarán a profundidad las ventajas y desventajas del hidrógeno como vector energético y los retos tecnológicos, sociales, ambientales y económicos que se deben enfrentar, para llegar a ella.

### **2.2.5 Otras aplicaciones relevantes del hidrógeno.**

Es un elemento que se utiliza mucho en la química, para formar distintos compuestos. En la industria aeroespacial se utiliza como combustible para cohetes. En la industria energética se utiliza como combustible mezclado con gas natural en generadores de ciclo combinado para una mayor eficiencia, así como para el enfriamiento de rotores en generadores de plantas generadoras de energía, debido a su elevada conductividad térmica. En la industria metalúrgica se usa principalmente para transformar diferentes óxidos metálicos en metales puros (como los de plata, cobre, plomo, bismuto, mercurio, molibdeno y wolframio). En la industria de los alimentos para modificar las propiedades físico-químicas de distintos productos principalmente aceites (soya, maíz, palma, maní, etc.). En la industria electrónica para la producción de semiconductores. También en estado líquido es utilizado en investigaciones criogénicas, incluyendo estudios de superconductividad.

## **2.3 La economía del hidrógeno.**

El concepto de la economía del hidrógeno, se basa en un modelo económico en el que el sector energético sea impulsado mayoritariamente por el hidrógeno, principalmente en el sector de transporte. Este modelo se basa en cuestiones geopolíticas, sociales, ambientales y, a futuro incluso, económicas. Este modelo lo propuso John Bockris en 1970, desde entonces el interés por desarrollar una transición hacia una economía del hidrógeno ha aumentado y disminuido por etapas debido a condiciones económicas, avances tecnológicos y otros factores.

Uno de las principales justificaciones para la transición a la economía del hidrógeno, es la dependencia a los combustibles fósiles, recordando que según datos de la IEA más del 80% de la energía primaria consumida es en estos energéticos (International Energy Agency, 2012)<sup>6</sup>, lo cual conlleva problemas geopolíticos por la repartición desigual de los yacimientos de combustibles fósiles en la geografía mundial. Sin embargo, teniendo en cuenta la versatilidad en la obtención de hidrógeno, éste podría ser producido virtualmente en cualquier país. Otro factor a considerar es la actual sobreexplotación de los combustibles fósiles. Ya se ha mencionado la situación de las reservas probadas de los combustibles fósiles, tanto en México como en el mundo (relación reserva-producción en el mundo: petróleo-54.2 años, gas natural-63.6 años y carbón-112 años), lo cual no significa que sólo queden esos años de producción, ya que el propósito de las empresas energéticas y de los países en las que residen es al menos reestablecer las reservas cada año. Sin embargo el recurso energético es cada vez más difícil sustituir, técnica y económicamente, por lo cual se prevé que los costos se incrementarán. Lo más seguro es que eventualmente (a largo plazo) será imposible restituir las reservas y se agotará este recurso. En ese momento se deberá tener ya un sistema energético que sea capaz de sustituir al fósil en su totalidad, para aplicaciones

---

<sup>19</sup>Asociación española del hidrógeno, “Los números del hidrógeno”, consultado en Abril de 2013 en [http://www.aeh2.org/index.php?option=com\\_content&view=category&id=44&layout=blog&Itemid=41&lang=es](http://www.aeh2.org/index.php?option=com_content&view=category&id=44&layout=blog&Itemid=41&lang=es)

móviles y de producción de energía. Por otro lado, aún se vislumbra lejano el momento en el que los recursos fósiles se agoten, pero mientras los precios de estos se prevé continúen incrementándose, por la versatilidad de la producción de hidrógeno, su precio no dependería únicamente de los combustibles fósiles.

Otra bandera o emblema de la economía del hidrógeno es “energía de cero emisiones”, ya que desde el punto de vista ambiental la combustión de recursos fósiles constituye el aporte principal de emisiones de GEI, contribuyendo al efecto del calentamiento global y al deterioro del ecosistema. Esta situación resulta insostenible a largo plazo, por lo que se ha hecho un esfuerzo internacional por mitigarlas, atendiendo a la necesidad de hacer una transición controlada hacia una nueva forma de producción y consumo energético que sea limpio, seguro y fiable (DoE, 2004; Comisión Europea, 2003). Por otro lado, el hidrógeno sólo responde como una solución a este problema si su origen es a partir de una energía limpia, es decir, fuentes renovables o nucleares. Sin embargo, hoy en día casi la totalidad de hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles y los métodos para obtener hidrógeno limpio aún son técnicamente complejos y económicamente no factibles, al igual que su almacenamiento y transporte.

Aun así el término de economía del hidrógeno responde a una visión de futuro, donde este gas pueda ser generado de forma limpia y económica, siendo capaz de alimentar una parte considerable de las necesidades energéticas de la sociedad, generando como único subproducto agua.

### **2.3.1 Opinión mundial.**

Como ya se mencionó la promoción de la economía del hidrógeno ha tenido oleadas, es decir, periodos de gran interés de parte de los actores políticos, principalmente en el primer mundo y otros periodos en los que estos mismos dejan la idea del lado, sin embargo, los actores técnicos en general han perseverado en la investigación del hidrógeno como vector energético, en todo momento.

La primera gran oleada de interés surgió en los años 70s con la crisis del petróleo, posteriormente en los años 80s cuando se concibió como un vector energético para transportar y almacenar energía, considerando principalmente las renovables.

En los años 90s creció de nuevo el interés, primero debido a los avances tecnológicos en celdas de combustible de baja temperatura y además por la creciente preocupación por el estado del medio ambiente en el mundo, formalizados en documentos tales como el Protocolo de Kyoto.

El 28 de Enero de 2003, bajo la administración del presidente Bush en EUA, se lanzó “Hydrogen initiative”, la iniciativa del hidrógeno; un proyecto a largo plazo con la meta de reducir la dependencia de petróleo importado a EUA, implementando el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno como vector energético. Es decir, celdas de combustible e infraestructura necesaria para hacer posible para sus ciudadanos usar vehículos que utilizarán celdas de combustible (Wokaun, 2004)<sup>20</sup>.

De modo similar, en la Unión Europea (UE), se ha enfatizado la importancia de desarrollar la economía del hidrógeno y ligarla al desarrollo de las tecnologías de energía renovable, en el otoño

---

<sup>20</sup> A. Wokaun, et al. “The Role of Hydrogen in a Future Sustainable Energy System”, Octubre 2004.

de 2003 la Comisión Europea instaló una plataforma para la producción de tecnología relacionada con el hidrógeno y celdas de combustible.

En el 2009, debido a un lento progreso en el plan de EUA y a la crisis financiera, el presidente Barack Obama decidió frenar la financiación pública del desarrollo del automóvil de hidrógeno, reduciendo en un 60% los fondos destinados a ese capítulo del presupuesto del año 2010 (Francescutti, 2009)<sup>21</sup>. Centrándose, en vez de en el hidrógeno, en coches eléctricos, en los biocombustibles, así como en proyectos de shale gas y shale oil para disminuir la dependencia de petróleo importado.

En Europa también se ha caído en una letargia en cuanto al desarrollo de las tecnologías del hidrógeno en los últimos años, pero no se han frenado los esfuerzos del todo, cabe resaltar que aún dentro de este bache financiero para las tecnologías del hidrógeno, muchos países han seguido desarrollando tanto tecnología como infraestructura en este rubro, tal es el caso de Noruega, Alemania, Canadá, EUA, Gales y España que ya han inaugurado las primeras autopistas de hidrógeno.

Así mismo, la mayoría de las empresas automotrices han mantenido el interés en el desarrollo e investigación sobre los vehículos con celdas de combustible, principalmente Toyota, General Motors y Honda.

### **2.3.2 Producción del hidrógeno.**

El capítulo 3 de la presente tesis se dedica a este tema, por lo que, en este inciso el tema sólo será presentado, para ser desarrollado más adelante.

Hoy en día la producción de hidrógeno se basa casi en su totalidad en combustibles fósiles, lo cual lejos de impulsar la economía del hidrógeno como una alternativa limpia a los combustibles fósiles, genera de igual modo emisiones de GEI, además resulta más costoso que las alternativas convencionales. Sin embargo, hay muchas tecnologías que presentan variantes plausibles y ecológicamente amigables, la desventaja es que en general estos procesos basados en energías renovables o energía nuclear no se encuentran lo suficientemente desarrollados técnicamente y sus costos son mucho mayores.

Para alcanzar la economía del hidrógeno, las emisiones de GEI generadas por la obtención de éste debe disminuir notablemente. Para esto se necesita expandir el mercado del hidrógeno, así como infraestructura, para lo cual los métodos tradicionales a partir de combustibles fósiles pueden ser usados, durante la transición a la economía del hidrógeno, incentivando el mercado del hidrógeno a partir de las plantas más baratas como las de reformado de metano con vapor. Posteriormente sería conveniente impulsar la infraestructura con plantas centralizadas, que por tener una producción mucho mayor de hidrógeno reducen significativamente los costos unitarios del kilogramo de hidrógeno. Una alternativa para estas plantas serían las basadas en carbón, residuos pesados del petróleo y biomasa. De este modo, con un mercado del hidrógeno consolidado y una infraestructura para el traslado y almacenamiento del hidrógeno, con ayuda de regulaciones ambientales se podrá realizar una nueva transición a la producción a partir de otras tecnologías basadas en fuentes renovables y nucleares, como se ve en la figura 1.

---

<sup>21</sup> Pablo Francescutti, “¿Carpetazo a la economía del hidrógeno?”, (2009), consultado en Abril de 2013 en [http://www.soitu.es/soitu/2009/05/20/medioambiente/1242849886\\_819888.html](http://www.soitu.es/soitu/2009/05/20/medioambiente/1242849886_819888.html)

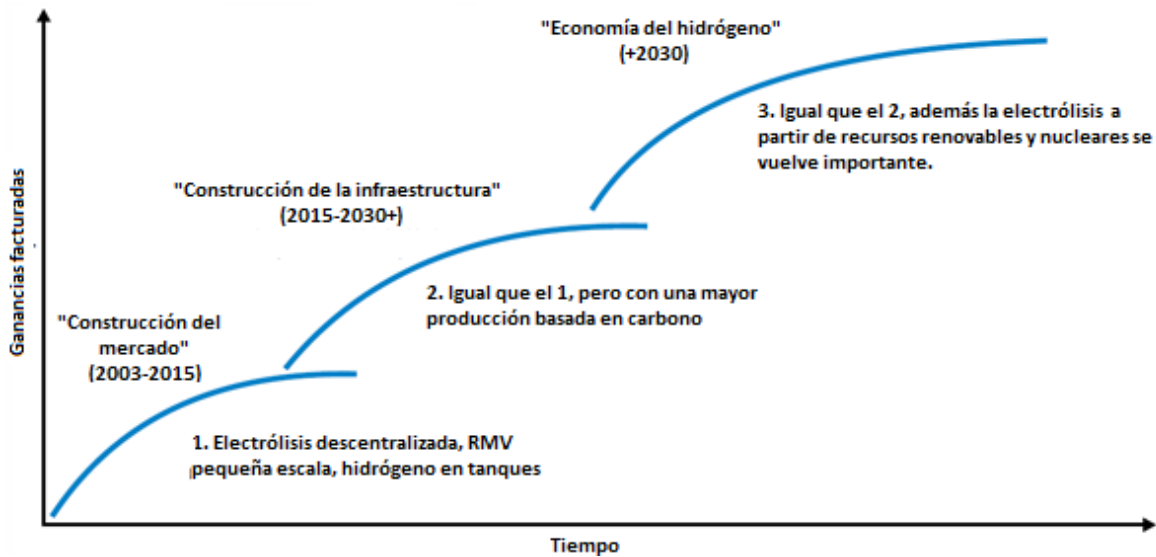


Figura 1. Perspectiva de incorporación de tecnologías de producción de hidrógeno.

Fuente: International Energy Agency, 2006<sup>22</sup>.

### 2.3.3 Almacenamiento y transporte.

Actualmente casi la totalidad del hidrógeno se produce en donde se utiliza, esto se debe principalmente a la dificultad de almacenarlo y transportarlo. Como ya fue mencionado al hidrógeno que se produce en el mismo sitio donde se consume se le llama “hidrógeno cautivo”. Para alcanzar la economía del hidrógeno se necesita una gran producción del mismo que dé respuesta a una demanda global masiva, esta producción requerirá de grandes plantas centralizadas cuyo producto deberá ser almacenado y transportado a los centros de consumo. Como respuesta a esa necesidad se deben desarrollar las tecnologías del almacenamiento y del transporte del hidrógeno.

El hidrógeno se puede almacenar en su estado sólido, líquido y gaseoso, hoy en día se transporta por tuberías y en botellas a presión, en condiciones supercríticas, aunque también en fase líquida, en botellas y cisternas criogénicas especiales. Su compresión es muy peligrosa, pues cualquier fuga puede ocasionar atmósferas explosivas.

La forma más común de almacenarlo es en forma gaseosa es en depósitos de acero, aunque cada vez se utilizan más tanques compuestos (con materiales como fibra de carbono y polímeros), diseñados para resistir presiones más altas (entre 350 y 700 bar), tienen la ventaja de que no necesitan intercambiador de calor, son más ligeros y pueden utilizar Cryogas (hidrógeno a temperaturas cercanas a las criogénicas), pero las desventajas son la necesidad de un gran volumen en donde instalarse, la obligatoria forma cilíndrica, su alto costo (500-600/KgH<sub>2</sub>) y finalmente la energía que sería necesaria para comprimir el hidrogeno a esas presiones. Otro método más novedoso para almacenar hidrógeno a altas presiones es utilizar microesferas de vidrio, el proceso consiste en tres pasos: cargar, llenar, descargar. Para su uso en vehículos la carga debe hacerse fuera de éste. En la carga las esferas vacías son llenadas con hidrógeno a altas presiones (350-700) y altas temperaturas (300°C), en el llenado las esferas son enfriadas y

<sup>22</sup> International Energy Agency, “Hydrogen Production and Storage”, 2006, IEA PUBLICATIONS 9.

transferidas al tanque de baja presión (al vehículo, en el caso general), finalmente para la descarga se vuelven a calentar las microesferas entre (200 y 300°C) para obtener una liberación de hidrógeno controlada, las ventajas principales de este sistema son la seguridad, ya que en caso de accidente en comparación con los tanques regulares las microesferas no tendrían una liberación de hidrógeno descontrolada y potencialmente peligrosa, además el tanque no requiere ser de alta presión, por lo cual los precios se mitigan. Las desventajas de este sistema son las altas presiones requeridas para la carga, también que a temperatura ambiente las microesferas tienen fugas de hidrógeno, además de que hay muchas rupturas de las microesferas durante el ciclo y que la temperatura de operación para la descarga (200-300°C) es muy superior a la de la celda de combustible PEM (70-80°C), por lo que se necesitaría una fuente de calor adicional (International Energy Agency, 2006)<sup>22</sup>.

En forma líquida la forma más común de almacenar el hidrógeno es enfriarlo a temperaturas criogénicas (-253°C), a lo que se le llama hidrógeno líquido (LH<sub>2</sub> por sus siglas en inglés). La gran ventaja del hidrógeno líquido es que su densidad a presión atmosférica y a -253.15 °C es 76,4 kg/m<sup>3</sup> esto permite confinarlo en recipientes especiales no muy voluminosos y de paredes delgadas, lo que es esencial para su uso como fluido energético en cohetes y vehículos de todo tipo. Otras opciones de almacenar el hidrógeno en forma líquida es en otros líquidos como en NaBH<sub>4</sub>, líquidos orgánicos recargables o amoníaco anhídrido (NH<sub>3</sub>) (International Energy Agency, 2006)<sup>22</sup>.

El hidrógeno líquido (LH<sub>2</sub>) tiene la gran ventaja de contener una densidad energética mucho mayor que en forma gaseosa y a presiones mucho menores, sin embargo el hidrógeno es un gas difícilmente licuable, para lograr producirlo se debe invertir entre el 30% y el 40% de su energía, la otra desventaja principal es la evaporación del hidrógeno en reposo y la necesidad de tener un tanque criogénico súper-aislado. La solución de NaBH<sub>4</sub> tiene como ventajas seguridad y buen control de la generación de H<sub>2</sub> (al mezclarse con agua se produce 4H<sub>2</sub> y NaBO<sub>2</sub>). Sin embargo, sus desventajas principales son la necesidad de regenerar el NaBH<sub>4</sub> del NaBO<sub>2</sub> y que el costo de producir NaBH<sub>4</sub> es alrededor de 50 USD/kg, lo cual es mucho mayor que el precio necesario para ser competitivo que debería ser menos de 1 USD/kg. Es improbable lograr esta reducción de precio por cuestiones termodinámicas, pero es posible que se utilice en aplicaciones de alto valor. Los líquidos orgánicos recargables conllevan un proceso de 3 etapas, se deshidrogena el líquido orgánico, este producto deshidrogenado se transporta a un tanque interno, donde se vacía este líquido mientras se rellena el tanque principal. Se presentan muchas opciones, uno de los más comunes y usados es el metil-ciclohexano (C<sub>7</sub>H<sub>14</sub>) o el tolueno (C<sub>7</sub>H<sub>8</sub>), sin embargo se debe tener cuidado con estos químicos ya que pueden reaccionar violentamente con oxidantes (International Energy Agency, 2006)<sup>22</sup>.

Finalmente, el hidrógeno sólido también ofrece alternativas que pueden ser seguras y eficientes. La primera es que usa materiales en base de carbón (nanotubos y nanofibras de grafito) y otros materiales de características similares como zeolitas, estructuras de óxidos de metal e incluso hielo, en estos materiales se puede contener el hidrógeno. Los materiales en base a carbón tienen buena densidad energética, sin embargo la temperatura a la que se libera el hidrógeno no es práctica (más de 400°C), los otros materiales de características similares aún se encuentran en una etapa prematura y se necesita mayor investigación y desarrollo para definir si puede almacenar niveles altos de H<sub>2</sub> de forma reversible a temperatura ambiente. Otras opciones son hidruros (metálicos, recargables y químicos), esta tecnología se conoce y usa desde hace varias décadas, hay muchos tipos de hidruros, pero en general los retos son los mismos, reducir los costos,

mejorar la reversibilidad de las reacciones, aumentar la densidad energética y una temperatura de operación debajo de los 100 °C (International Energy Agency, 2006)<sup>22</sup>.

En conclusión, hoy en día las tecnologías comerciales se basan en el hidrógeno gaseoso, cuya tecnología más promisoría es el tanque compuesto con fibra de carbono. Se debe trabajar en el costo, cuestiones de seguridad y eficiencia energética para la compresión, se espera que a mediano plazo se pase al almacenamiento en forma líquida, en la cual el hidrógeno líquido es la tecnología más promisoría actualmente. De igual modo se debe trabajar en la reducción de costos, así como en la energía necesaria para producir hidrógeno líquido, la seguridad y el aislamiento del tanque. A largo plazo se considera la mejor opción hidruros compuestos regenerativos, pero hoy en día quedan muchos retos por resolver como la temperatura de liberación del hidrógeno, tiempo de recarga, manejo del calor, costos, etc.

En caso de tener una producción de hidrógeno centralizada también es importante considerar que para el transporte del hidrógeno, tanto en su forma líquida como gaseosa, lo más adecuado sería un sistema de distribución de hidrógeno por medio de tuberías<sup>23</sup>, similar al que existe hoy en día para la gasolina y el gas natural.

#### **2.3.4 Celdas de combustible y fusión.**

Las celdas o pilas de combustible son una alternativa viable para usar el hidrógeno como un vector energético limpio, son una familia de tecnologías que usan diferentes electrolitos y que operan a diferentes temperaturas. Cada miembro de esa familia tiene su propia aplicación. Por ejemplo, las celdas de combustible de membrana eléctrica polimérica (PEMFC) han demostrado ser apropiadas para su aplicación en vehículos, mientras que las celdas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC) parecen ser más apropiadas para uso con turbinas a gas.

Las celdas de combustible se clasifican a partir del tipo de electrolito que emplean, y dependiendo de éste, se producirán diferentes reacciones químicas en la propia pila, así como diferentes agentes catalíticos, rangos de temperatura, combustible requerido, rapidez de variación de salida, etc. Estas características, a su vez, determinan el tipo de aplicaciones para las que son más apropiadas estas celdas. Los usos de celdas de combustible por tipo de celda se pueden ver en la tabla 2.

Cabe destacar que uno de los mayores obstáculos que enfrentan las celdas de combustible para su desarrollo comercial, es el suministro de hidrógeno (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>, ya que éste no se abarata por falta de demanda del mercado, cayendo en una paradoja, a la que se le ha llamado el dilema de huevo o gallina, el cual se explicará a detalle más adelante.

En los últimos años, muchas compañías automotoras han anunciado nuevas tecnologías o prototipos de vehículos adoptando celdas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC, por sus siglas en inglés), cuyo combustible ideal es el hidrógeno puro (conteniendo menos de 50 ppm de monóxido de carbono).

---

<sup>23</sup> Adrián Livas García. "Evaluación técnico-económica del transporte de hidrógeno, de la producción al centro de consumo". Tesis de Maestría en Ingeniería en Energía. Agosto 2011.

POTENCIA	TIPO DE APLICACIÓN	EJEMPLOS	TIPOS DE CELDA
<1KW	Básica estacionaria y Portátil	Iluminación Refrigeración Bombeo, radiocomunicación, telefonía celular	PEM
1 KW-10 KW	Estacionaria	Uso Residencial Estaciones de trabajo y computadoras personales	PEM / SOFC
10KW–250KW	Estacionaria (generación distribuida y transporte)	Equipo digital. Pequeñas comunidades, uso comercial como oficinas bancos y hospitales, autos y autobuses.	PAFC / SOFC / PEM
250KW– 1MW	Estacionaria (generación distribuida)	Residencial, comercial, Industrial	SOFC / MCFC
> 1 MW	Estacionaria (generación distribuida y centralizada)	Cualquier uso	SOFC / MCFC

PEMFC = Celda de Membrana de Intercambio Protónico (80 °C)  
PAFC = Celda de Ácido Fosfórico (200 °C)  
MCFC = Celda de Carbonatos Fundidos (600 °C)  
SOFC = Celda de Óxido Sólido (1000 °C)

Tabla 2. Celdas de combustible clasificadas por potencia.

Fuente: García, 2011.

La figura 2 muestra un esquema propuesto para reformar diferentes materias primas y procesos de purificación de hidrógeno de acuerdo al tipo de celda de combustible a utilizar.

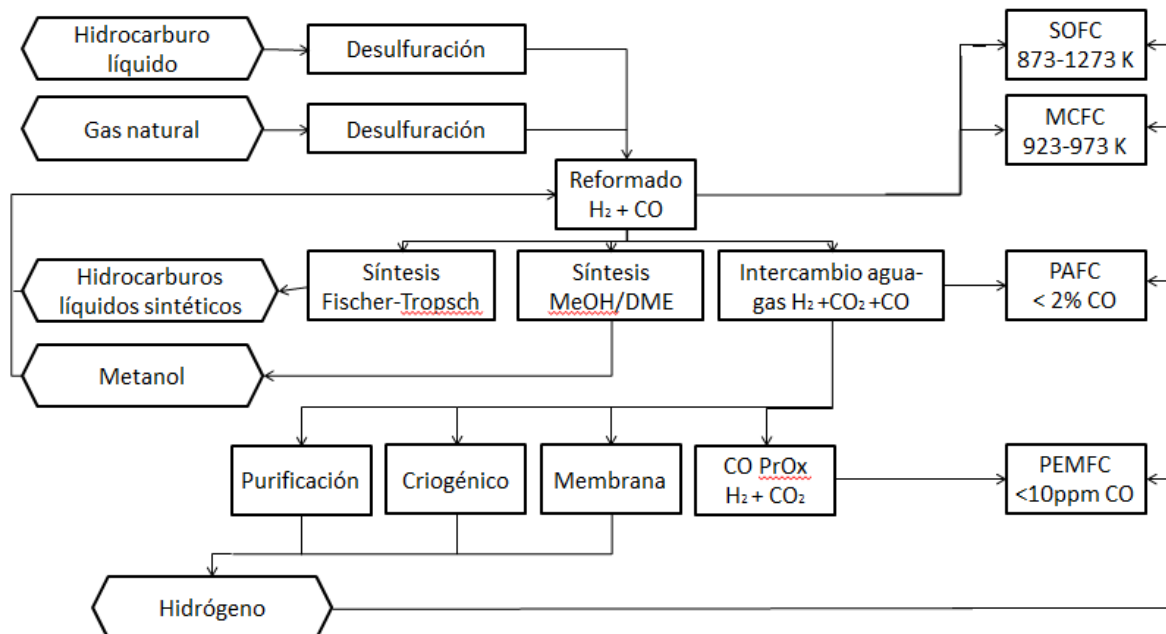


Figura 2. Procesos de purificación de hidrógeno para celdas de combustible.

Fuente: Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009.

Otro uso final promisorio del hidrógeno es la fusión nuclear, en donde el hidrógeno se prevé podría generar mayor cantidad de energía de la invertida para producirlo. Este proceso, alimenta la mayor parte de las estrellas, produciendo helio a partir de núcleos de hidrógeno, liberando enormes cantidades de energía, con la ventaja adicional (sobre la fisión) de no generar desperdicios radioactivos de alta actividad y un tiempo de vida media largo. Esta reacción, ya fue utilizada en su forma “descontrolada” en las bombas de hidrógeno. Pero ahora se pretende llevarla a cabo de una forma controlada. Al momento el record de duración de plasma es de 6 minutos con 30 segundos y lo tiene Francia en el Tore Supra Tokamak (Griffith, 2013)<sup>24</sup>. Sin embargo, en Japon con el JT-60 se ha logrado el valor más alto en el “triple producto” que debe generar una máquina de fusión, que es densidad del plasma mayor a  $10^{22}$  partículas por metro cúbico, temperatura mayor a 100 millones Celsius y tiempo de confinación del plasma de al menos 1 segundo, a pesar de que hoy en día no se han logrado tasas de energía regresada sobre energía invertida adecuadas para considerar esta tecnología como una realidad. Desde el 2010 está en construcción el proyecto ITER Tokamak, en el cual colaboran China, India, Korea del Sur, Japón, Rusia, EUA, y la UE, integrando recursos financieros y científicos, este reactor contará con una cámara del doble de tamaño de cualquiera de los construidos hasta ahora, con un volumen de plasma de 830 metros cúbicos, diseñado para generar hasta 500 MW, 10 veces más de la energía invertida (50 MW) durante un tiempo de entre 300 y 500 segundos. Aunque este proyecto aún no será capaz de producir electricidad, sí podría demostrar el potencial de la fusión (Griffith, 2013)<sup>24</sup>.

Una alternativa a la fusión pura, es la mezcla de esta tecnología con la fisión, logrando los reactores híbridos de fusión-fisión, cuya principal ventaja es que al combinar ambos fenómenos, la ganancia de la energía invertida es mucho mayor que en la fusión pura, además de que no se necesita uranio enriquecido como en el caso de la fisión pura, ya que la fusión proporciona neutrones libres para la fisión del uranio natural.

### **2.3.5 Barreras actuales**

Aunque se están realizando importantes avances tecnológicos, la implantación de la economía del hidrógeno requiere dar respuesta a otros importantes retos, tanto tecnológicos, como económicos, sociales e incluso ambientales, en los distintos eslabones de la cadena del hidrógeno; producción, almacenamiento, transporte y uso final.

Los retos económicos y tecnológicos se encuentran en cada eslabón de la cadena del hidrógeno. Ya se ha mencionado anteriormente que en la actualidad la economía del hidrógeno o lo que es lo mismo un sistema energético en base de hidrógeno (SEH), sería mucho más costoso que el de la gasolina, en cada uno de los eslabones.

Desde el punto de vista de la producción del hidrógeno, se utilizan los procesos de producción de hidrógeno menos costosos que se basan principalmente en el reformado o la gasificación de combustibles fósiles a altas presiones y temperaturas. Aun así, estos procesos tampoco pueden competir con los costos de la producción de gasolina, además de que no mitigarían las emisiones de GEI. Por otro lado, los procesos basados en energías renovables o energía nuclear no se encuentran suficientemente desarrollados y sus costos son mayores.

---

<sup>24</sup> Sabina Griffith, “The ITER Project: International Collaboration to Demonstrate Nuclear Fusion” (2013), consultado en Abril de 2013 en [http://www.ensec.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=438:the-iter-project-international-collaboration-to-demonstrate-nuclear-fusion&catid=135:issue-content&Itemid=419](http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=438:the-iter-project-international-collaboration-to-demonstrate-nuclear-fusion&catid=135:issue-content&Itemid=419)



El transporte del hidrógeno necesitaría el desarrollo de un sistema de distribución de hidrógeno similar al que existe hoy en día para la gasolina. Por lo que se requeriría dar respuesta a una gran demanda global de hidrógeno, que fomentaría el SEH. Esto conlleva una inversión en infraestructura muy alta.

El almacenamiento supone otros retos por resolver ya que, debido a su baja densidad energética, se necesitan enormes volúmenes de hidrógeno o que éste se encuentre a muy altas presiones o en estado líquido, para alimentar procesos con alta demanda energética. Además la gasolina es líquida a temperatura y presión ambiente, lo cual hace mucho más fácil su almacenamiento y transporte. Ya se mencionaron en los incisos anteriores las tecnologías que se están investigando y desarrollando para lograr almacenar cantidades suficientes de hidrógeno en espacios reducidos.

El precio actual de las pilas de combustible y su fiabilidad supone otra barrera a la aplicación masiva de esta tecnología, las pilas de combustible son una tecnología más costosa y menos madura que el motor de combustión interna, que es una tecnología comercial desde hace más de un siglo. En las pilas de combustible se usan electrodos con catalizadores de metales nobles como el paladio y el platino, con un elevado precio de mercado, y los problemas de envenenamiento, sobre todo en procesos que utilizan hidrógeno de menor pureza, también son problemas a resolver que hoy día son objetos de investigación.

Los retos sociales se centran principalmente en la seguridad, tanto en mitos como en realidades, quizá por la bomba de hidrógeno una parte importante de la opinión pública califica a este vector energético como peligroso. En la tabla 3 se puede ver una comparación de los combustibles actuales más usados con el hidrógeno, calificando con el 1 a la mejor alternativa y el 3 a la peor, la evaluación se hace en las siguientes características de seguridad.

- a) Riesgos de toxicidad.
  - Toxicidad del combustible. Es proporcional a la relación Carbón/hidrógeno.
  - Toxicidad de la combustión. Los combustibles a base de carbono producen CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> al consumirse, el hidrógeno por su lado sólo produce NO<sub>x</sub>, en una atmosfera rica en nitrógeno.
- b) Riesgos relacionados con afectaciones por fuego.
  - Coeficiente de difusión. Los combustibles de menos densidad son más seguros por tener una velocidad de dispersión mayor.
  - Calor específico. Los combustibles que tienen un mayor calor específico son más seguros ya que la temperatura se eleva más lentamente, al recibir el mismo calor.
  - Límites de ignición. Se busca que el rango de estos límites sea lo menos amplio posible, ya que es el porcentaje que debe haber en el ambiente para la ignición.
  - Energía de ignición. Las energías altas de ignición son más seguras.
  - Temperatura de ignición. Las temperaturas altas de ignición son más seguras.
  - Temperatura de flama. La flama de mayor temperatura puede hacer mayor daño.
  - Energía de explosión. La energía de explosión mayor puede hacer mayor daño.
  - Emisividad de flama. La emisividad de flama mayor puede hacer mayor daño.

Características	Calificación del combustible		
	Gasolina	Metano	Hidrógeno
Toxicidad del combustible	3	2	1
Toxicidad de la combustión	3	2	1
Coeficiente de difusión	3	2	1
Calor específico	3	2	1
Límite de inflamabilidad	1	2	3
Energía de ignición	2	1	3
Temperatura de autoignición	3	2	1
Temperatura de la llama	3	1	2
Energía de explosión	3	2	1
Emisividad de llama	3	2	1

Tabla 3. Evaluación de combustibles comunes e hidrógeno respecto a características de seguridad.

Fuente: Nejat, 2008<sup>25</sup>.

En base a la información proporcionada en la tabla 3, se puede concluir que en términos generales el hidrógeno es el combustible más seguro, excepto en los rubros de límite de inflamabilidad y en la energía de ignición. En el primero, el rango es muy amplio, siendo capaz de hacer ignición desde un 4% hasta un 75% (Wokaun, 2004)<sup>20</sup>. Sin embargo, es difícil que con una fuga se junte esta cantidad por la baja densidad del hidrógeno y su alto coeficiente de difusión. En cuanto a la energía de ignición, sí es mucho menor que la de los otros combustibles, lo cual si provoca que sea más fácil la ignición a causa de una chispa, sin embargo para esto se requeriría que el hidrógeno este en los límites de inflamabilidad. Aunque en términos generales el hidrógeno sería un combustible más seguro, por estos factores, se deberán adoptar normas de seguridad específicas que son diferentes a las que hoy se aplican con éxito para otros compuestos como la gasolina, el butano o el gas natural.

Para que la sociedad acepte de buen modo los riesgos inherentes en el uso del hidrógeno, se debe mostrar los aspectos en los que el hidrógeno es más seguro, y superar los retos tecnológicos que lo puedan hacer inseguro, principalmente en el almacenamiento y transporte del mismo.

El aspecto ambiental puede resultar confuso, ya que uno de los principales ejes motores de un SEH es el de ser amigable con el medio ambiente. Sin embargo, la molécula del hidrógeno puede considerarse una amenaza a la capa de ozono, ya que puede influir en el ciclo de H<sub>2</sub>O/O<sub>3</sub> uno de los tres ciclos que provocan el desgaste de la capa de ozono (CFC/O<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>/O<sub>3</sub> y H<sub>2</sub>O/O<sub>3</sub>) (Meysam Qadrdan, 2008)<sup>26</sup>, lo cual se vuelve más preocupante cuando se considera que entre un 10% y 20% del total del hidrógeno generado puede escapar a la atmósfera ya sea en la generación,

<sup>25</sup> Nejat, Veziroglu. "21st Centurys energy: Hydrogen energy system", Energy Conversion and Management 49 (2008) 1820–1831

<sup>26</sup> Meysam Qadrdan , et al. "A model for investigation of optimal hydrogen path way and evaluation of environmental impacts of hydrogen supply system", International journey of hydrogen energy 33 (2008) 7314-7325.

transporte, almacenamiento o uso final (Enríquez)<sup>27</sup>. Cabe destacar que el desgaste de la capa de ozono según el Eco-indicator 95 (Goedkoop, 1995)<sup>28</sup> es el aspecto que más se busca reducir, ya que se busca reducir en un factor de 100, mientras el efecto invernadero se busca reducir sólo en un factor de 2.5, por lo cual, se deberá tener bien identificado si el hidrógeno en verdad puede causar daños a la capa de ozono, la gravedad de los mismos y la forma de evitarlo, antes de hacer cambios drásticos hacia una infraestructura para encaminarse al SEH.

Otro reto a vencer para lograr un SEH es el de la integración de toda la cadena, en todos los aspectos (tecnológico, social, ambiental y económico), pero principalmente en el económico. A este problema se le ha referido como el enigma “huevo o gallina”. Se requiere la inversión de capital y compromiso a largo plazo que se pueda detonar el SEH. Pero mientras se enfrentan grandes riesgos financieros, una baja demanda de producto y, a corto plazo, pobres rendimientos. Esta inversión se debe hacer simultáneamente en la producción masiva de hidrógeno (así como distribución y demás infraestructura) y en las tecnologías que lo consumen. Sin embargo, las tecnologías de usos finales requieren una producción de alta densidad antes de una inversión en masa de sus productos, mientras que las compañías energéticas están dubitativas de si invertir en la producción, distribución y demás infraestructuras para hidrógeno sin tener la certeza de una demanda fuerte del producto. Por lo tanto hay un problema de oferta y demanda, en la que ninguna se atreve a impulsar un crecimiento acelerado sin que la otra lo haga también, provocando que tanto las tecnologías de uso final, como las de producción de hidrógeno mantengan costos demasiado elevados como para competir con otros vectores energéticos (Meysam Qadrdan, 2008)<sup>26</sup>.

### 2.3.6 Comparación con otros vectores energéticos

Otros ejemplos de vectores energéticos o energías secundarias son, los derivados del petróleo, la electricidad, el metanol, el etanol y el vapor, tan sólo por decir los más comunes. Hay una gran cantidad de vectores energéticos y son muchos los que la humanidad usa comúnmente, esto se debe a varios factores, el principal es que utilizamos distintos tipos de energía para distintas actividades y para esas cada actividad hay vectores que son superiores a los demás por sus características.

Por ejemplo, la electricidad es la forma más eficiente de transportar energía largas distancias. El vapor es útil como calefacción en lugares fríos y es más eficiente que la electricidad porque conlleva menos transformaciones. Los derivados del petróleo son útiles para aplicaciones móviles como automóviles, embarcaciones y aviones, porque son fáciles de almacenar y transportar, además de que estos vehículos utilizan motores más pequeños y ligeros, ideales para las fracciones ligeras del petróleo. El etanol se está utilizando como combustible líquido en países importadores de petróleo principalmente para reducir su dependencia del mismo. El metanol tiene un propósito similar que el etanol, con la ventaja de no arriesgar la seguridad alimentaria, pero su toxicidad propicia que su uso no sea promovido. Otros candidatos para sustituir a los derivados del petróleo para aplicaciones móviles son gasolinas y gas natural sintéticos que pueden ser producidos a partir de carbón, biomasa o cualquier otro sustrato carbonoso, así como el hidrógeno.

---

<sup>27</sup> José Ignacio Zubizarreta Enríquez, “Hidrógeno, gas de síntesis y derivados”, consultado en Abril de 2013 en [http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/Tema2\\_hidrogeno.pdf](http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/Tema2_hidrogeno.pdf)

<sup>28</sup> Mark Goedkoop of PRé Consultants, The Eco-indicator 95, Weighting method for environmental effects that damage ecosystems or human health on a European scale, ISBN 90-72130-80-4

Las ventajas principales del hidrógeno como vector energético son que durante su consumo no genera emisiones de GEI y la gran versatilidad de procesos y materias primas mediante la cual se pueden obtener. Estas características hacen de su caso uno similar al vapor o la electricidad, por otro lado se puede almacenar mejor que estos dos vectores, aunque como ya se ha mencionado esta tecnología aún es costosa. Estas características no lo hacen competitivo hoy en día en el mercado energético, pero la preocupación por la emisión de GEI está en continuo incremento, por lo que las regulaciones ambientales son cada vez más estrictas y el sendero que se busca tomar es el de la sustentabilidad. Además los combustibles fósiles son recursos no renovables, por lo que tienen la tendencia de aumentar su precio, en este sentido el hidrógeno es un vector energético que a futuro mejor podría adaptarse a las necesidades de transporte y energía de respaldo.

Hoy en día los derivados del petróleo son un combustible completamente predominante para las aplicaciones de transporte. En caso de tener que ser sustituidos por exigencias ambientales, lo ideal sería sustituirlos por hidrógeno o electricidad limpia (es decir, cuya obtención haya sido a partir de un proceso que no genere o minimice las emisiones de GEI u otros gases o desechos que dañen al medio ambiente), ya que el metanol, el etanol, y los combustibles sintéticos, aunque en menor proporción, aún emiten GEI. Por otro lado en caso de tener que ser sustituidos o complementados con otros combustibles líquidos, por razones de demanda, económicas o geopolíticas, los combustibles menos costosos de producir son el metanol y el etanol. La electricidad también puede sustituir o complementar la oferta energética del sector transporte, pero requiere de un mayor cambio de infraestructura.

La ventaja que tienen el etanol, el metanol e incluso la electricidad sobre el hidrógeno, es que se pueden utilizar sin cambiar la infraestructura de un país por completo. En los primeros dos casos diluyendo estos alcoholes en gasolina se evita la necesidad de hacer cambios en la infraestructura del transporte. Incluso se puede sustituir por completo a la gasolina por estos compuestos, sin embargo se tendrían que hacer modificaciones, aunque menores, al motor (los automóviles que cuentan con este sistema son llamados vehículos de combustible flexible o FFV por sus siglas en inglés, Flexible-Fuel Vehicle) y en el caso de la electricidad con automóviles híbridos tipo plug-in, que se describirán posteriormente. El hidrógeno requiere de un cambio drástico en la infraestructura de un país, aun así las principales compañías automotoras siguen invirtiendo un gran capital en el desarrollo de tecnologías del hidrógeno para transporte. El etanol es el vector energético de mayor progreso en los últimos años, los mayores productores son EUA, Brasil y China. Siendo el caso más importante el de Brasil, donde la mayoría de los automóviles tienen el sistema FFV, con el que los automóviles pueden usar desde gasolina y etanol en cualquier proporción; en este país se usa etanol (proveniente de caña de azúcar) como combustible. EUA por su lado es el segundo mayor importador de petróleo del mundo, rebasado apenas en diciembre de 2012 por China. En EUA la gasolina se compone de 90% gasolina y 10% etanol (proveniente de maíz), pero hay mucha polémica por el riesgo a la seguridad alimentaria que esto pudiese provocar. Los automóviles eléctricos también han sido una apuesta para disminuir la dependencia de la gasolina, los primeros híbridos como el Toyota, Prius, se dedicaron a producir electricidad únicamente a partir del uso de los frenos, lo cual no ofrece una tecnología alternativa, sino un uso más eficiente principalmente en la ciudad (aunque la mejora en la eficiencia es aún polémica), estos vehículos no son capaces de avanzar más de una milla sin combustible. Posteriormente han entrado al mercado los verdaderos híbridos, llamados plug-in hybrid como el chevy volt, que cuentan con motor eléctrico que como el nombre lo dice, se puede interconectar a la red y un motor de combustión interna, el primero puede andar aproximadamente 40 millas y luego cambia al motor de combustión interna, en este caso sí se reduce la dependencia de los

derivados del petróleo, pero su costo aún es muy elevado. Finalmente hay automóviles completamente eléctricos como el Nissan, Leaf, el principal problema de los vehículos eléctricos es la distancia que pueden recorrer sin recargar la batería, en este caso logran andar entre 50 y 100 millas, dependiendo del tipo de terreno y uso de calefacción o aire acondicionado, pero como no cuenta con un sistema energético de respaldo en caso de agotarse la batería, necesita recargarse lo cual fuera de casa puede resultar en incomodidades para el usuario. Cabe mencionar que los automóviles eléctricos tienen un alto costo, ya que la capacidad de las baterías que necesitan es una tecnología cuyo costo es aún muy superior a los 10,000 USD (Shelton, 2013)<sup>29</sup>.

## 2.4 Conclusiones del capítulo.

El hidrógeno es un elemento muy utilizado en la industria, se estima un promedio de 45 millones de toneladas anuales. La producción de amoniaco demanda el 40.3% del hidrógeno producido, la refinación del petróleo es la segunda industria de mayor demanda de hidrógeno con un 37.3%. Así mismo, la producción de metanol demanda 10% del hidrógeno y el consumo del poco más de 10% de hidrógeno restante, se reparte entre la industria farmacéutica, alimenticia, electrónica, aeroespacial, entre otras.

Las industrias que requieren más hidrógeno están en crecimiento, por lo tanto, la demanda de hidrógeno está en crecimiento y se necesitan más plantas para producirlo, esto podría reducir los costos de las mismas, así como otras tecnologías relacionadas con el hidrógeno, principalmente equipo para su almacenamiento y transporte. Por otro lado, actualmente las industrias que requieren el hidrógeno lo usan donde lo producen, eso hace que para la industria de las refinerías, por ejemplo, sea más conveniente obtenerlo a partir de recursos fósiles a los cuales tienen acceso por un bajo precio, las industrias de metanol y amoniaco también han optado por los recursos fósiles, por lo que la producción actual de hidrógeno genera GEI. Los casos del amoniaco y el metanol son muy parecidos entre sí, su producción se puede llevar a cabo en cualquier lado, pero al hacerlo cerca de yacimientos petrolíferos o de gas natural, tienen la ventaja de materia prima barata. Además al sintetizar gas natural en amoniaco o metanol es más fácil de trasladar.

Hoy en día el uso del hidrógeno como vector energético no es comercial, esto se debe a que el hidrógeno es técnica y económicamente inferior a otros vectores energéticos, como la electricidad y las fracciones del petróleo, en la mayoría de las aplicaciones, con la excepción de la industria aeroespacial, en la que sí demuestra tener grandes ventajas comparativas con los otros combustibles.

Los sectores en los que el hidrógeno tiene mayor posibilidad de imponerse a futuro son en las aplicaciones del transporte y móviles, es decir, tanto en automóviles, embarcaciones y aeronaves, como en dispositivos electrónicos portátiles. Es posible, aunque menos probable, que también puedan ser usadas en plantas de energía de respaldo, ya sea respaldo para las plantas de energías renovables que tienen intermitencias como la solar y eólica, o respaldo para la demanda eléctrica de punta con las celdas de combustible. Por otro lado, se busca hacer posible la generación de energía eléctrica mediante fusión, tecnología con la cual se contaría con una fuente prácticamente inagotable de energía, sin embargo la fusión aún no es técnicamente reproducible.

Los mayores retos para las tecnologías del hidrógeno son técnicos, como la eficiencia de los procesos de producción, pureza del hidrógeno producido, métodos de almacenamiento más

---

<sup>29</sup> Dr. Sam Shelton, "Energy 101", consultado en Abril de 2013 en <https://class.coursera.org/energy101-001/lecture/29>

seguros, así como que requieran menor cantidad de energía, pilas de combustible que trabajen a temperaturas más bajas y/o tengan mayor eficiencia y una fusión sostenida, controlada y con una tasa de retorno energía regresada sobre energía invertida mayor. También se necesita que las tecnologías de producción, almacenamiento, distribución y uso final del hidrógeno sean económicamente competitivas. Finalmente en cuestión ambiental la producción del hidrógeno debe ser capaz de reducir las emisiones de GEI, además se necesita demostrar que el uso del hidrógeno en estas tecnologías no provocaría mayores daños ambientales (destrucción de la capa de ozono) de los que las tecnologías actuales.

Por las razones ya expuestas los expertos tienen opiniones divididas en cuanto al uso masivo del hidrógeno como vector energético, sin embargo, es una realidad que es una de las tecnologías que más ha llamado la atención de actores políticos y empresas privadas, de modo que aunque la incorporación de estas tecnologías no sean tan rápidas como la solar o biocombustibles, muchos países y empresas, principalmente automotoras, no han quitado el dedo del renglón y siguen invirtiendo un gran capital en vehículos movidos por hidrógeno.

La economía del hidrógeno aún se vislumbra muy lejana, quedan muchos retos por superar, antes de encaminarnos de lleno hacia ella y lo que parece seguro es que al menos antes de mediados de este siglo el hidrógeno no tendrá un aporte representativo en la matriz energética mundial. De ser superados estos retos, quedará el dilema huevo o gallina para la incorporación de las tecnologías, pero se considera que para un traslado adecuado a la economía del hidrógeno, se debe crear poco a poco un mercado, empezar a instalar plantas centralizadas, sistemas de distribución y demás infraestructura en lo que se afianza el mercado y posteriormente tender a la sustentabilidad y producción de hidrógeno limpio.

Finalmente, en mi opinión, llegar a un SEH seguramente tardará aún mucho tiempo, sin embargo es muy probable, sobretodo de lograr la fusión controlada. En el aspecto económico tarde o temprano no se podrán restituir las reservas de combustibles fósiles hasta que los recursos que queden estén tan dispersos y sea técnicamente muy complicado extraerlos y por ende costosos. Entonces la única opción serán las energías renovables, dentro de las cuales el hidrógeno al igual que la biomasa puede tomar un papel muy importante para controlar la intermitencia de algunas de estas energías, como la solar y la eólica. Las mayores amenazas para capitalizar este SEH son que no se pudiera controlar fugas a la atmósfera y que el hidrógeno produjera daños a ésta o que otras alternativas renovables sean más viables aún en las aplicaciones en las que el hidrógeno hoy parece más fuerte como en el transporte, quizá las tecnologías que hoy en día o a futuro pueden ser fuertes contendientes en este rubro son la electricidad limpia o biocombustibles.

### 3. Procesos de producción del hidrógeno.

Debido a que en la superficie terrestre el hidrógeno se encuentra principalmente en forma enlazada dentro de compuestos orgánicos (como los hidrocarburos) y en el agua, éstas son las materias primas principales, específicamente son: carbón, gas natural, gas licuado del petróleo (Gas LP), propano, metano, gasolina, diesel ligero, combustóleo, biomasa seca, biocombustibles líquidos (tales como metanol, etanol, biodiesel), biogas y agua. La diversidad no se da únicamente por las materias primas, sino también por los distintos procesos que pueden aplicar a cada materia prima, como se puede ver en la figura 3. Estos métodos pueden ser químicos, biológicos, electrolíticos, fotolíticos y termoquímicos. En ellos se requiere adicionalmente energía en forma de calor y/o electricidad, los cuales se pueden obtener a partir de combustibles fósiles o fuentes de energía alterna, ya sea nucleares, hidroelectricidad, eoloelectricidad, energía solar, etc. Por lo tanto, las variantes para la obtención de hidrógeno son muchas.

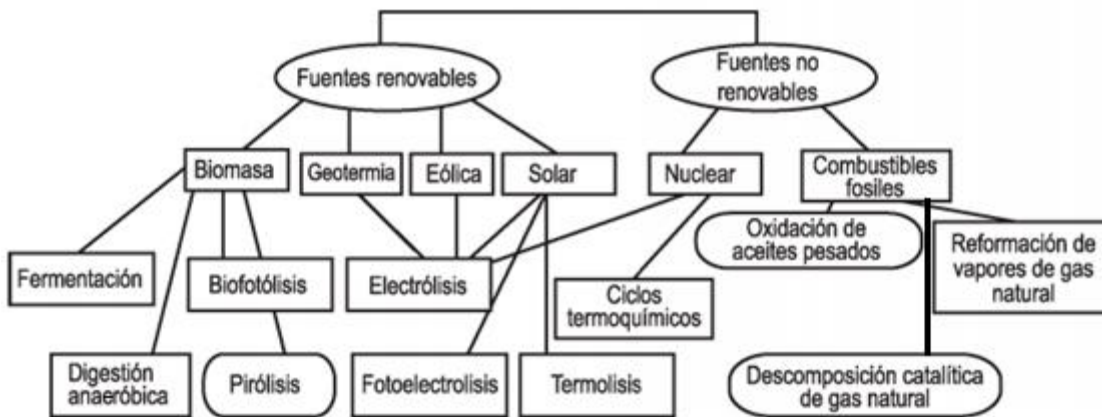


Figura 3. Métodos de obtención de hidrógeno por fuentes de generación.

Fuente: <http://www.cnh2.es/info-h2/hidrogeno/>

Inicialmente el hidrógeno era obtenido mezclando metales con ácidos fuertes, siendo esta la primera forma de producción del hidrógeno. La primera tecnología comercial, data de 1920 y era por medio de la electrólisis del agua, No fue hasta los años sesenta, cuando la materia prima de la producción industrial de hidrógeno tornó lentamente hacia los recursos fósiles (Martín del Campo, 2007)<sup>30</sup>.

Hoy en día el hidrógeno se obtiene casi enteramente a partir de agua y combustibles fósiles, esto debido la abundancia de estas materias primas, así como, la factibilidad técnica y económica que ofrecen estos procesos.

Basado en los datos de la publicación de *Industrial Gases*, la obtención de hidrógeno por materia prima en el año 2000 y 2006 se muestra en la figura 4. Se puede ver que la producción de

<sup>30</sup> Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez, "El hidrógeno como vector energético", Apuntes de Asignatura Energía y Ambiente. Maestría en Ingeniería en Energía. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.

hidrógeno ha pasado de ser predominantemente en base a petróleo en el año 2000 a ser predominantemente en base a gas natural y con un incremento en la fracción de la producción con carbón en el 2006. En gran medida esto se debe a que el precio del petróleo es menos competitivo que el de los otros combustibles como se puede ver en la figura 5.

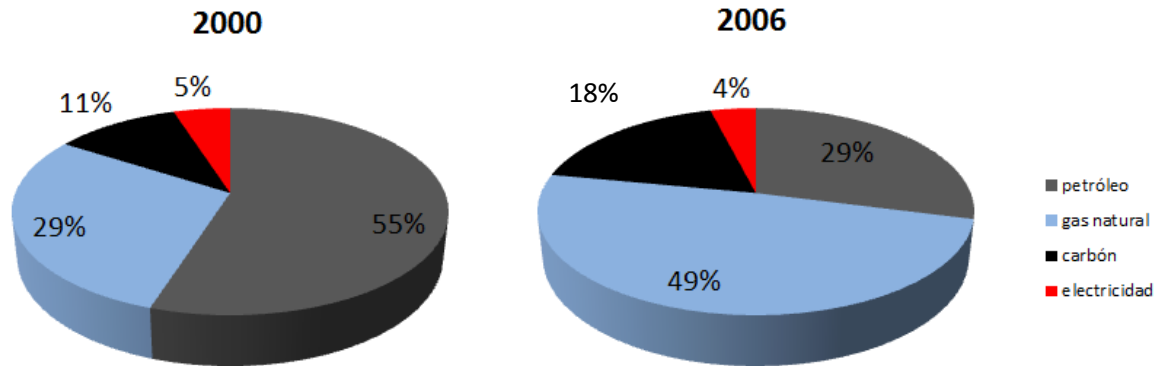


Figura 4. Materia prima utilizada para la producción global de hidrógeno (2000 vs 2006)

Fuente: *The Chemical Economics Handbook*, 2007.

En la figura 4 se puede ver que el 96% del hidrógeno es obtenido a partir de combustibles fósiles directamente y el 4% restante se produce mediante electrólisis (The Chemical Economics Handbook, 2007)<sup>2</sup>. Sin embargo, la electricidad empleada en la electrólisis proviene de la mezcla de electricidad con tecnologías de generación de cada región. El despacho mundial de electricidad se encuentra dominado en casi un 70% por combustibles fósiles (International Energy Agency, 2012)<sup>6</sup>, por lo tanto se puede concluir que casi el 100% de la materia prima para producir el hidrógeno son combustibles fósiles, en consecuencia este hidrógeno conlleva la desventaja de generar GEI. Por otro lado se pueden incorporar a las plantas de producción de hidrógeno o de la electricidad que se usa para generar el hidrógeno sistemas de captura y secuestro de carbono, pero esta tecnología incrementa en gran medida el costo y reduce la eficiencia del proceso, haciendo este hidrógeno menos competitivo.

Para alcanzar la economía del hidrógeno es necesario encontrar las formas más sustentables de obtenerlo, ya que si bien durante su aprovechamiento no se crean emisiones de GEI, la mayoría de los métodos actuales generan una gran cantidad de éstos al obtenerlo.

Para identificar los métodos más sustentables para la producción de hidrógeno se necesita analizar las alternativas, a partir de criterios cuantitativos y cualitativos. A continuación se presentan los principales métodos comerciales y en investigación para la producción de hidrógeno.



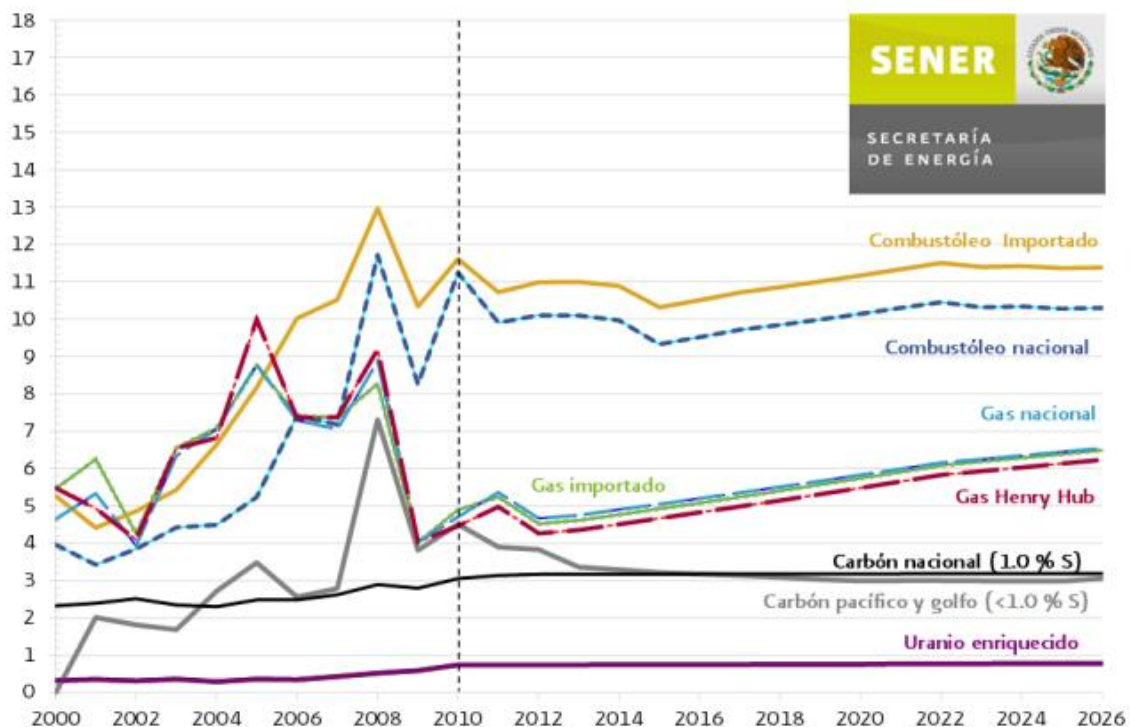


Figura 5. Precio de energéticos en dólares por millón de BTU de 2000 a 2026.

Fuente: Secretaria de Energía, 2012<sup>31</sup>.

### 3.1 Producción de hidrógeno a partir de gas natural y derivados de petróleo.

Del 96% de la producción de hidrógeno que se obtuvo directamente de combustibles fósiles en el 2006, el 49% se obtiene a partir de gas natural, el siguiente 30% se extrae de derivados de petróleo y un 18% de carbón, es decir, que con los métodos que se muestran a continuación se produce más del 75% del hidrógeno en el mundo.

En este inciso se juntan los procesos de gas natural y de los derivados de petróleo (hidrocarburos en estado gaseoso y líquido), ya que los procesos utilizan tecnologías y equipos similares.

#### 3.1.1 Métodos convencionales.

Estos son los procesos menos costosos y más industrializados:

- a) Reformado de metano o naftas con vapor (RMV o RNV) (Steam Methane Reforming, SMR)
- b) Oxidación parcial (OP) (Partial Oxidation, POX)
- c) Reformado Auto-Térmico (RAT) (Auto-Thermal Reforming, ATR)

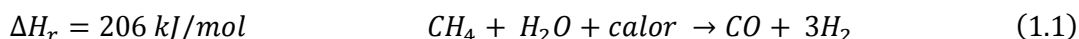
<sup>31</sup> Secretaria de Energía, “Prospectiva de Petróleo Crudo 2012 – 2026”, 2012, consultado en Abril de 2013 en, [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PSE\\_2012\\_2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf)

### 3.1.1.1 Reformado de metano o naftas con vapor (RMV o RNV)

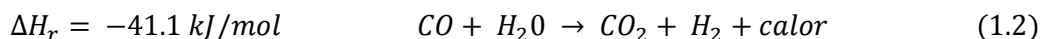
Es la tecnología más común sobre todo en las refinerías, porque se tiene la materia prima disponible y barata, además se considera el proceso más económico para producir hidrógeno. Estas plantas cubren un intervalo amplio de capacidad, típicamente son construidas para capacidades mayores a 10,000 Nm<sup>3</sup>/h.

Este método se utiliza principalmente con gas metano, pero también puede implementarse para otros hidrocarburos ligeros, hasta naftas. Sin embargo, a mayor proporción de hidrógeno mayor eficiencia en el proceso, por lo cual el metano es la materia prima más limpia y de mayor eficiencia.

El proceso consiste en una reacción endotérmica de metano (CH<sub>4</sub>) y vapor de agua (H<sub>2</sub>O), cuyo resultado es hidrógeno (H<sub>2</sub>) y monóxido de carbono (CO), el calor necesario para la reacción se proporciona a menudo por combustión de gas metano desviado del proceso, la temperatura debe estar entre 700 y 800 °C y la presión entre 3 y 25 bar. Se suele usar níquel como catalizador y el proceso se opera típicamente con relaciones estequiométricas en exceso, por ejemplo una relación molar vapor de agua/carbón = 2.5. La reacción se muestra en la ecuación 1.1.

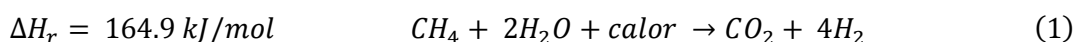


El gas producto de esta reacción contiene aproximadamente 12% de CO, estas partículas a su vez se combinan con moléculas de agua y producen una molécula de hidrógeno adicional y una de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). La reacción se puede ver en la ecuación 1.2.



Esta última reacción es seguida de varios procesos de purificación del gas.

La ecuación que representa la reacción total del proceso, se expresa en la ecuación 1.



La eficiencia del proceso puede ir de un 70 a un 90% del valor ideal del equilibrio termodinámico. El esquema de una planta típica de RMV, se puede ver en la figura 6. Mientras que un gas de salida típico se muestra en la tabla 4. El gas de síntesis obtenido por reformación con vapor es usualmente rico en hidrógeno. Sin embargo, un incremento en la temperatura, decremento en la presión y reducción de la relación vapor a carbón, bajaría la relación H<sub>2</sub>/CO (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.

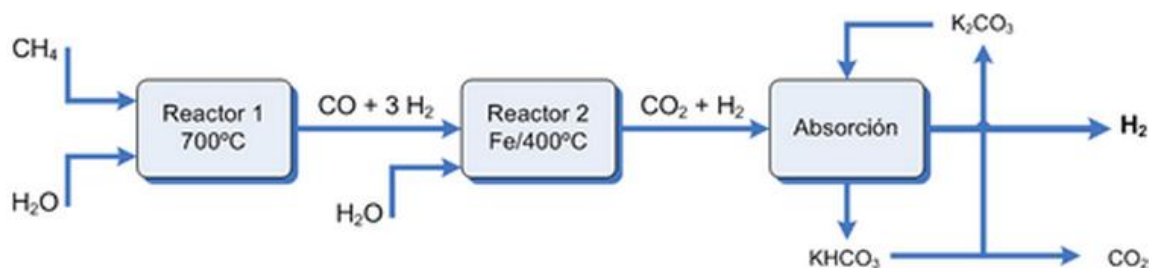


Figura 6. Esquema del proceso de reformado de metano con vapor.

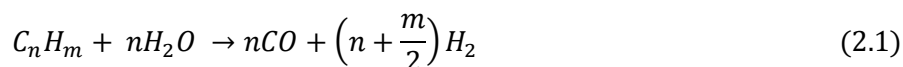
Fuente: <http://www.textoscientificos.com/quimica/hidrogeno/produccion>

Componente	% volumétrico
H <sub>2</sub>	51%
CO	10.4%
CO <sub>2</sub>	5%
CH <sub>4</sub>	2%
H <sub>2</sub> O	31.6%

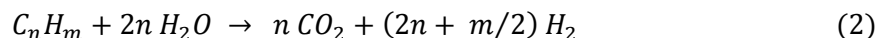
Tabla 4. Composición típica del gas de salida del reformador.

Fuente: Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009.

Las ecuaciones anteriores son para el caso particular del metano, pero como ya se ha mencionado, este proceso puede llevarse a cabo con otros hidrocarburos ligeros. Para los hidrocarburos en general las ecuaciones se reescriben de la siguiente manera.



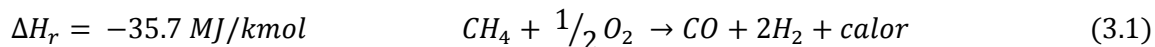
Y la ecuación total del proceso sería:



A pesar de que se considera una tecnología madura para la producción de hidrógeno, continuamente se realizan mejoras en los procesos, los mayores campos de oportunidad para las mejoras son: limitaciones en el equilibrio termodinámico, limitaciones de difusión del calor, formación de carbón/desactivación del catalizador, limitaciones de transferencia de calor, emisiones de CO<sub>2</sub> y esquemas de procesos. Al momento se considera que la operación autotérmica con contacto directo entre alimentaciones frías (agua e hidrocarburo) y sin catalizador circulando puede ser la mejor configuración para optimizar la producción de hidrógeno y el consumo de energía (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.

### 3.1.1.2 Oxidación Parcial (OP)

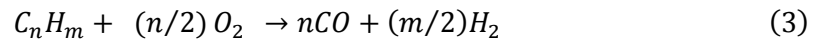
Consiste en una combustión parcial por defecto de oxígeno (O<sub>2</sub>), se puede realizar con combustibles líquidos, gaseosos y sólidos, con estos últimos al proceso se le llama generalmente gasificación. Se suelen utilizar hidrocarburos pesados y extra pesados como materia prima, desechos o residuos de otros procesos, sobre todo en las refinerías. La reacción básica de la oxidación parcial del metano es la siguiente:



La reacción se lleva a cabo alrededor de un 90%, es mucho más rápida que la reacción de reformado de vapor y por ser exotérmica (-35.7 kJ/mol) no necesita la combustión adicional de combustibles.

Posteriormente el monóxido de carbono se hace reaccionar con vapor de agua, al igual que en el RMV, para generar una molécula de hidrógeno adicional, así como una molécula de dióxido de carbono. Finalmente el hidrógeno debe purificarse. Cabe mencionar que debido a que ambas

reacciones son exotérmicas, el proceso cuenta con la ventaja de que no se necesita aplicar ningún calor externo a la reacción, lo cual hace más compacta la planta y previene mayor generación de emisiones, por el contrario, se genera calor residual en ambos procesos que podría usarse para cogeneración. La ecuación para los hidrocarburos en general es:



La oxidación parcial catalítica es considerada actualmente como una buena alternativa a la reformación con vapor para la generación de hidrógeno de combustibles fósiles en aplicaciones descentralizadas (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.

### 3.1.1.3 Reformado auto-térmico (ATR)

Este proceso es una combinación de los dos métodos anteriores, es decir, contiene una etapa de OP y una de RMV en un mismo reactor. La primera reacción provee la energía que necesita la segunda, de modo que ya no hay necesidad de quemar materia prima para proveer calor. La relación oxígeno/combustible se ajusta para determinar la temperatura de operación y la composición del efluente gaseoso. La reacción total es exotérmica, la temperatura de salida es de 950 a 1100 °C y la presión de hasta 100 bar.

El CO producido por ambos procesos, al igual que en los procesos individuales, se reacciona con H<sub>2</sub>O gaseoso para generar hidrógeno adicional.

En la figura 7 se puede ver un diagrama de flujo es este tipo de reformadores.

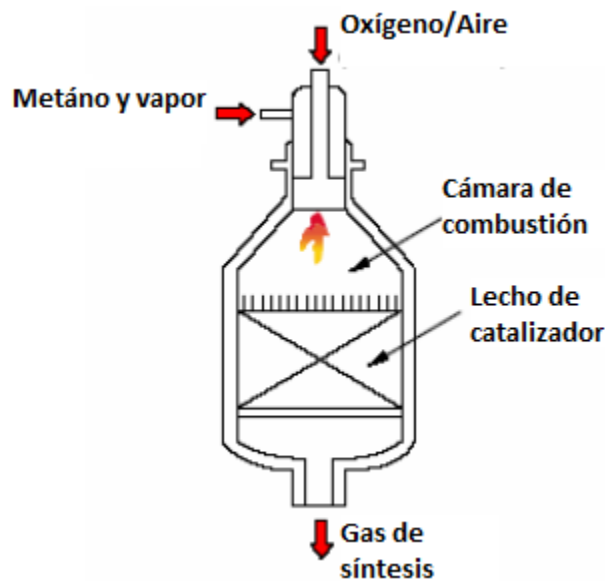


Figura 7. Esquema de un reactor de reformado autotérmico.

Fuente: [http://www.scielo.org.ar/scielo.php?pid=S0327-07932006000400013&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.org.ar/scielo.php?pid=S0327-07932006000400013&script=sci_arttext)

### 3.1.2 Métodos no convencionales.

También existen muchos métodos de producción de hidrógeno a partir de gas natural y otros hidrocarburos cuya tecnología aún no es madura, mucho menos comercial. Sin embargo, se

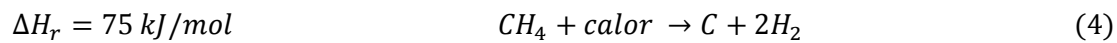
continúa evaluando su conveniencia, como procesos de producción de hidrógeno a futuro. Los que demuestran mayor potencial hasta ahora son:

- a) Craqueo térmico (TC)
- b) Descomposición autocatalítica (AD)

Ambas técnicas aún encuentran obstáculos para ser procesos sustitutos del reformado de gas natural, tal es el caso de la disposición del carbón generado a partir de gas natural y la rápida desactivación de catalizadores. Sin embargo, con un manejo apropiado de desechos, estos procesos podrían ser más sustentables a futuro, ya que generarán menor cantidad de emisiones de GEI (Dufour, 2009)<sup>32</sup>.

### 3.1.2.1 Craqueo térmico (CT)

El craqueo térmico (Thermal cracking) consiste en la separación de la molécula del metano en una partícula de carbono y dos moléculas de hidrógeno (H<sub>2</sub>).



Para lograr este proceso se necesita de una temperatura superior a 1500 °C, lo cual implica generar energía para llevar el reactor a la temperatura mencionada, lo que con los procesos actuales genera GEI. Aunque el proceso en sí no genera emisiones, sólo carbón sólido como desecho.

Si se usan catalizadores como níquel u óxidos de aluminio, la reacción se puede llevar a cabo de 600 a 850°C. Este proceso produce un hidrógeno muy puro, ideal para celdas de combustible, donde se requiere hidrógeno libre de CO para evitar la desactivación del electrodo de platino. Además el carbón sólido se obtiene como subproducto, este tiene valor como sustituto de negro de humo.

### 3.1.2.2 Descomposición autocatalítica.

Es en esencia el mismo proceso que la ruptura térmica, con la variante de que se usan autocatalizadores de carbono inicialmente, pero posteriormente el nuevo material de carbono producido como co-producto es lo que funge como catalizador, por lo tanto se genera una autocatálisis.

Cabe destacar que en el punto en el que se encuentra la tecnología actualmente, este proceso no se puede llevar a cabo al 100% (Dufour, 2009)<sup>32</sup>.

## 3.2 Producción de hidrógeno a partir de gasificación.

La gasificación es un proceso termoquímico en el que un sustrato carbonoso (carbón, biomasa, hidrocarburos, plásticos) es transformado en un gas combustible mediante una serie de reacciones que ocurren en presencia de un agente gasificante (aire, oxígeno, vapor de agua o hidrógeno).

El proceso consiste en una oxidación parcial, seguido de un proceso en el que se retiran sustancias indeseables como el azufre y la ceniza del sustrato carbonoso.

---

<sup>32</sup> Dufour, J. "Life cycle assessment of processes for hydrogen production. Environmental feasibility and reduction of greenhouse gases emissions", (2009), International journal of Hydrogen energy 34 1370-1376

La composición del gas de salida depende de las condiciones en las que se realiza la gasificación y la materia prima, dicho de otro modo, el sustrato carbonoso de origen, el agente gasificante y las condiciones de temperatura y presión son los parámetros que determinan el mayor o menor contenido en energía (poder calorífico) del gas y por lo tanto la relación  $H_2/CO$ . Generalmente los gases contenidos en menor proporción  $CO_2$ ,  $CH_4$  y otros hidrocarburos.

El proceso se basa en reacciones exotérmicas y el costo capital de este tipo de plantas suele ser alto, incluso en plantas pequeñas pueden doblar el costo que tendría una planta de reformado con vapor de la misma capacidad. Sin embargo, las plantas de producción centralizada, es decir, una producción de hidrógeno que rebase los 250,000  $Nm^3/h$  (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>, pueden competir económicamente con las de reformado con vapor para una capacidad análoga.

A corto y mediano plazo, se prevé que se construyan más plantas de gasificación, debido a la caída en la demanda de residuos pesados del petróleo y a la necesidad de instalar grandes plantas de producción de hidrógeno y gas de síntesis. Se puede ver un esquema del sistema de gasificación en la figura 10.

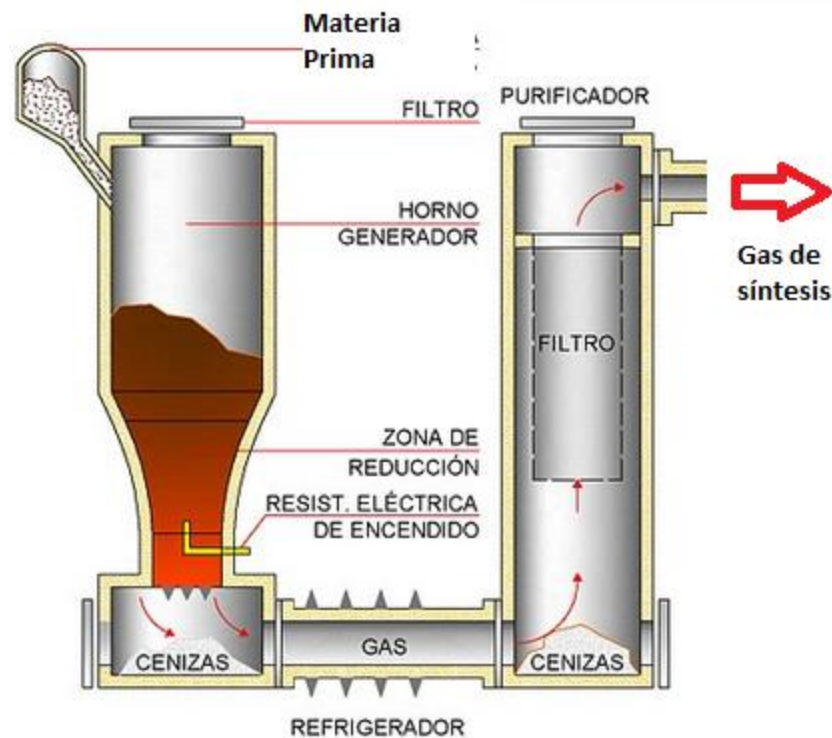


Figura 8. Diagrama de flujo de un proceso de gasificación.

Fuente: [http://www.multitekingenieros.com/gasificacion\\_madera](http://www.multitekingenieros.com/gasificacion_madera)

La gasificación se puede llevar a cabo de diferentes maneras (lecho estable, lecho fluidizado o flujo entrante). En la práctica, los procesos de flujo entrante a alta temperatura son los que favorecen al máximo la conversión del sustrato carbonoso en gas, evitando la formación de cantidades significativas de carbonizados, breas y fenoles. En los procesos de baja temperatura, inferior a 650

°C, las breas, los aceites y los fenoles no se destruyen ni descomponen y, por lo tanto, salen con el gas bruto (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.

Para la purificación del hidrógeno, existe la variante de añadir cal, de este modo el CO<sub>2</sub> interactúa con ella formando carbonatos de calcio y eliminando otros procesos convencionales de purificación del hidrógeno (Díaz, 2007)<sup>33</sup>.

Un proceso de gasificación tiene la versatilidad de convertir combustibles fósiles, biomasa o cualquier otro sustrato carbonoso en energía eléctrica y/o gas de síntesis. El gas de síntesis se utiliza como materia prima para otros procesos, se puede extraer únicamente el hidrógeno o se puede utilizar para la producción de amoníaco, metanol, entre otros compuestos. Por lo tanto, a partir de una gran variedad de materias primas, se puede producir una gran variedad de productos. Se tienen documentadas 160 plantas de gasificación modernas en operación y 35 en la etapa de planeación alrededor del mundo. En la tabla 5 se pueden ver las plantas de gasificación en operación y planeación por tipo de materia prima. En la tabla 6 se pueden ver las plantas de gasificación en operación y planeación por producto primario.

Alimentación	Plantas en operación	Plantas en planeación
Carbón	27	14
Carbón/coque de petróleo	3	1
Coque de petróleo	5	7
Gas natural	22	0
Biomasa	12	3
Combustible crudo/residuo pesado de petróleo	29	2
Residuos municipales	5	0
Nafta	5	0
Residuos de vacío	12	2
Desconocida	40	6
Total	160	35

Tabla 5. Plantas gasificadoras por materia prima

Fuente: Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009.

<sup>33</sup> Felipe Andrés Díaz Alvarado, "Gasificación de carbón en Chile para obtención de hidrógeno y electricidad en planta de ciclo combinado", (2007), consultado en Marzo en [http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2007/diaz\\_fa/sources/diaz\\_fa.pdf](http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2007/diaz_fa/sources/diaz_fa.pdf)

Producto	Plantas en operación	Plantas en planeación
Electricidad	35	25
Hidrógeno	11	1
Amoniaco	34	3
Gas de síntesis	14	1
Metanol	12	1
Oxi-químicos	22	0
Dióxido de carbono	7	0
Otros	25	4
Total	160	35

Tabla 6. Plantas gasificadoras por producto primario.

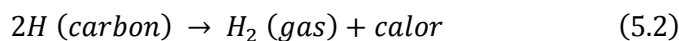
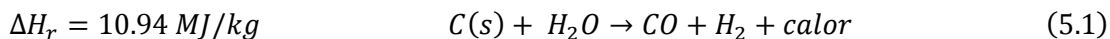
Fuente: Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009.

Actualmente, la energía requerida para la gasificación suele ser obtenida quemando combustible o parte del gas sintético de salida, pero se pretende desarrollar variantes donde otros sistemas pueden proveer esta energía como una planta de concentración solar, a este proceso se le conoce como "gasificación solar". El reactor se coloca en una posición tal, que recibe la energía solar concentrada a una temperatura a la cual es posible gasificar un combustible sólido, el gas producto de este proceso contendría aproximadamente 30% de energía solar de la conversión termoquímica (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.

A continuación se expondrán los casos más comunes de plantas de gasificación, de carbón, de hidrocarburos pesados y de biomasa.

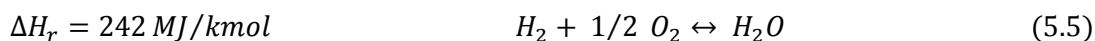
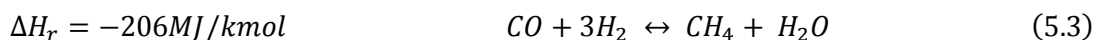
### 3.2.1 Gasificación de carbón.

La gasificación de carbón es una técnica muy utilizada para la producción de hidrógeno, Las reacciones que producen hidrógeno son:



El monóxido de carbono al igual que en los procesos anteriores se combina con vapor de agua para generar más hidrógeno.

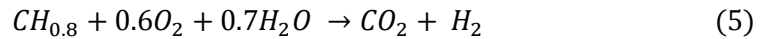
Hay otras reacciones que son bidireccionales, la dirección en que se realizan depende principalmente de la temperatura y presión:



Las reacciones de metanización son favorecidas en sistemas de baja temperatura y alta presión, mientras, que en sistemas de gasificación a alta temperatura las ecuaciones van en la otra dirección, por lo que éstas son más convenientes para la producción de hidrógeno.



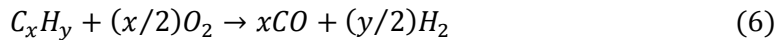
La reacción global de la gasificación varía, según el tipo de carbón que se utilice, pero de forma general es la siguiente:



La producción de hidrógeno mediante carbón tiene la ventaja de que el carbón presenta menos fluctuaciones de precio comparadas con las del petróleo y gas natural en los últimos años (Secretaría de energía, 2011)<sup>18</sup>.

### 3.2.2 Gasificación de petróleo crudo o hidrocarburos pesados

En este caso la reacción química es bastante compleja de definir, especialmente cuando se usa petróleo crudo el cual contiene cadenas lineales, cadenas ramificadas y compuestos cíclicos complejos. La ecuación general es la siguiente, muestra un caso ideal y el objetivo del diseño del proceso (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.



También se llevan a cabo otras reacciones tales como la deposición del carbono, combustión, reformación con vapor, reacción de cambio agua-gas y equilibrio Boudouard, así como las reacciones de metanización ya explicadas en el inciso anterior.

En la gasificación de combustibles fósiles, tanto carbón como crudo o hidrocarburos pesados, cabe destacar el alto costo ecológico por la gran cantidad de emisiones de agentes contaminantes. Esto se puede acotar mediante tecnología de secuestro de carbono, pero a su vez esto eleva los costos significativamente.

### 3.2.3 Gasificación de biomasa.

Este proceso es muy similar al del carbón, las ecuaciones relevantes para la producción del hidrógeno son semejantes a las de los incisos pasados.

La pirolisis al igual que la gasificación, es una combustión incompleta de la biomasa o de otros combustibles como carbón, pero se diferencia en que ésta se lleva a cabo en ausencia total de oxígeno. El proceso cuenta con muchas reacciones entre las cuales destacan desalquilación, craqueo térmico, deshidrogenación, condensación, transferencia de hidrógeno, isomerizaciones, etc. Todas ellas transcurren de forma simultánea junto con cambios físicos. De este proceso se obtiene, carbón vegetal, en el caso de la biomasa o coque en el caso de un combustible fósil y gas de síntesis.

El detalle que se debe considerar en ambos procesos es que la biomasa atraviesa una etapa previa de secado que requiere mucha energía, usualmente el secado de la materia prima se realiza utilizando energía generada a partir de la misma biomasa, con un flujo de gas caliente generalmente extraído de un proceso intermedio. De lo contrario, para el proceso se requeriría energía extra proveniente de otras fuentes, se continúa buscando métodos alternos que no requieran secado para la biomasa (Koroneos, 2008)<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> C. Koroneos et al. "Hydrogen production via biomass gasification – A life cycle assessment approach", Chemical Engineering and Processing #47 (2008), 1261-1268

La producción de hidrógeno por gasificación o pirolisis de biomasa cuenta con dos grandes ventajas a considerar, la primera es que gran parte de la biomasa se puede considerar en otras actividades (industriales o agropecuarias) desecho, por lo tanto, el precio es relativamente bajo. La segunda, es que muchos investigadores consideran que en un análisis de ciclo de vida (ACL) completo, en ocasiones lejos de generar grandes cantidades de GEI y otros contaminantes, emplear biomasa, puede tener emisiones netas muy bajas o negativas. Esto se debe a que la generación sustentable de biomasa al crecer las plantas de las que se obtiene la biomasa absorbe CO<sub>2</sub> de la atmosfera, produciendo un saldo neto semi-nulo de GEI. Además, en caso de ser biomasa de desechos, de no emplearse como biomasa este material se podría quemar o podrir lo cual generaría una cantidad igual o mayor de GEI, con un menor aprovechamiento energético. En la putrefacción el caso es peor, ya que se produce una gran cantidad de metano que tiene un mayor potencial de efecto invernadero como se puede ver en la tabla 7.

Nombre	Composición	Potencial de efecto invernadero
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	1
Metano	CH <sub>4</sub>	21
Óxido nítrico	N <sub>2</sub> O	310
Hidrofluorocarbonos	HFCs	11700
Perfluorocarbonos	PFCs	6500
Hexafluoruro de azufre	SF <sub>6</sub>	23900

Tabla 7. Gases de mayor contribución al cambio climático y su potencial de efecto invernadero.

Fuente: <http://www.co2.org.co/?IDPagina=86>

Por el otro lado, también cuenta con algunas desventajas, la primera es la inconsistencia de la materia prima, dado que la biomasa no es homogénea y esto genera dificultad en el proceso. Se requieren variar los métodos de producción para distintos desechos, lugares y condiciones ambientales si se quiere obtener producto de buena calidad, ya sea hidrógeno u otros productos de la gasificación (Koroneos, 2008)<sup>34</sup>. Normalmente se elige un tipo de desecho a gasificar y se calibra el gasificador para su mejor aprovechamiento. Otra desventaja es que en ocasiones se utilizan tierras, que podrían emplearse para la siembra de alimentos, por lo que podría competir con la seguridad alimenticia.

La gasificación y la pirolisis no son las únicas alternativas para producir hidrógeno a partir de la biomasa. Sin embargo, la mayoría de las demás han tenido menor investigación o no se consideran convenientes. Cabe destacar que una tecnología que sí se considera como una alternativa viable es la producción de electricidad a partir de la biomasa y obtención de hidrógeno a partir de electrólisis. Esta alternativa se expondrá más adelante.

### 3.3 Producción de hidrógeno por división molecular del agua

El hidrógeno puede ser obtenido a partir de la división molecular del agua mediante varios procesos, como son:

- a. Electrólisis del agua.
- b. Fotólisis.
- c. Producción fotobiológica.
- d. Descomposición molecular del agua a alta temperatura.

### 3.3.1 Electrólisis.

En este proceso el hidrógeno se obtiene a partir de la separación de moléculas de agua mediante la aplicación de energía eléctrica, como se muestra en la ecuación 7. Liberando una molécula diatómica de hidrógeno y media molécula diatómica de oxígeno. El paso de la corriente eléctrica a través del agua, produce la disociación entre el hidrógeno y el oxígeno. El hidrógeno se recoge en el cátodo (polo cargado negativamente) y el oxígeno en el ánodo (polo cargado positivamente), un diagrama representativo de la electrólisis se muestra en la figura 9.

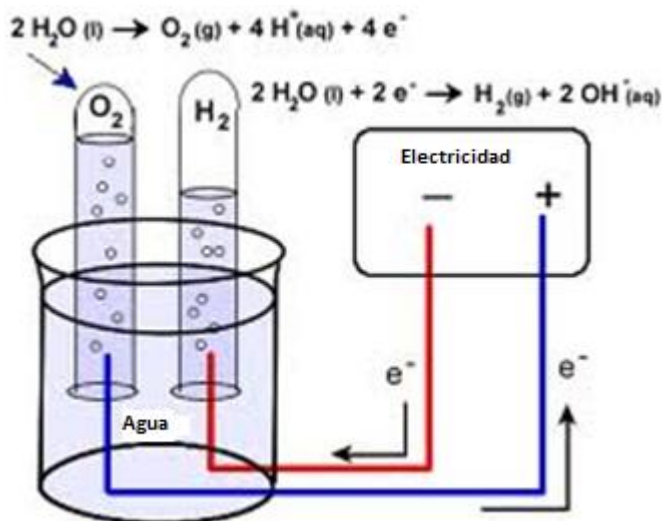
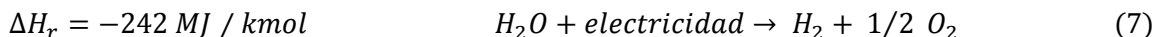


Figura 9. Diagrama representativo de la electrólisis.

Fuente: <http://keithsher.blogspot.mx/2010/10/heatingcooling-curve-of-pure-substance.html>

El proceso de electrólisis del agua para la producción de hidrógeno generalmente es más costosa que los procesos convencionales. Esto se debe en gran medida a que la eficiencia total del sistema es menor debido a que hay al menos dos transformaciones de energía. La primera del energético primario a electricidad y la segunda utilizando la electricidad para disociar la molécula del agua. Otra gran desventaja de este proceso es que requiere de mucho mantenimiento, por lo que involucra un alto costo asociado.

Aun así, consumiendo energía eléctrica en horario base o utilizando tecnología de generación específica (microhidroeléctricas, nucleoeeléctricas, eoloeeléctricas, fotovoltaicas, biomasa, etc.) estos costos se pueden mitigar o justificar por un menor costo tanto ambiental como social. A estas consideraciones se les llaman externalidades y al internalizarlas, es decir, al considerar los costos externos en las comparaciones, estos procesos se vuelven mucho más competitivos. En adición se produce hidrógeno de gran pureza, el cual se utiliza en la industria electrónica, farmacéutica y alimenticia.

La energía total necesaria para la electrólisis del agua se incrementa conforme la reacción se lleva a cabo a mayor temperatura, pero al haber un mayor aporte de energía calorífica para elevar la temperatura, la energía eléctrica requerida disminuye, como se puede ver en la figura 10. Por lo tanto aunque la eficiencia de la electrólisis es menor a altas temperaturas, la eficiencia total del sistema es mayor, ya que la energía calorífica requiere de menos transformaciones. Sobre todo cuando se tiene calor disponible como desecho de otros procesos

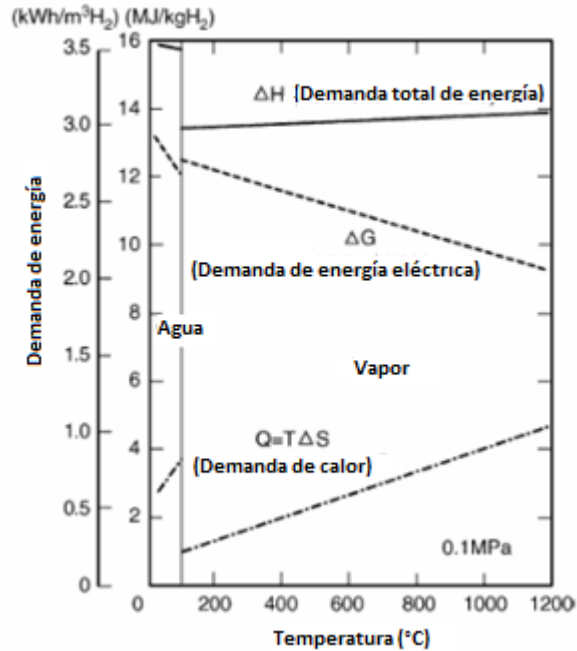


Figura 10. Demanda de energía para la electrólisis del agua de 0 a 1200°C.

Fuente: <http://www.energiasostenible.net/DVD/H2solar.pdf>

La reducción de los costos a futuro, principalmente fuera de la demanda pico se puede ver en la figura 11.

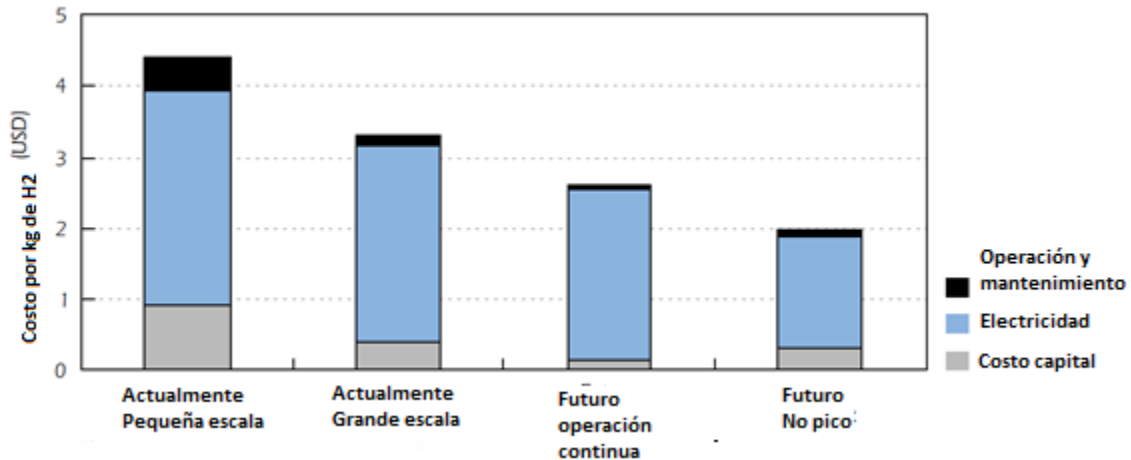


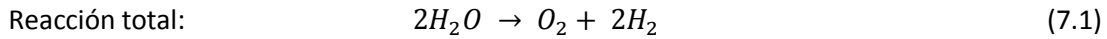
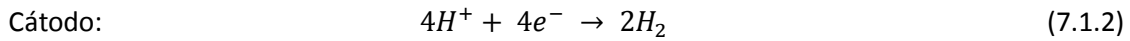
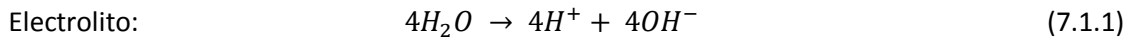
Figura 11. Costo del hidrógeno por electrólisis (presente vs futuro).

Fuente: International Energy Agency, 2006<sup>22</sup>.

### 3.3.1.1 **Electrólisis alcalina.**

Los electrolizadores alcalinos usan una solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) como electrolito.

Las reacciones que se llevan a cabo en el electrolizador son las siguientes:



Estos electrolizadores alcalinos están preparados para aplicaciones estacionarias y están disponibles para operar a presiones de hasta 25 bar. Su operación se puede ver en el diagrama de procesos de la figura 12. Los electrolizadores comerciales típicamente consisten en varias celdas electrolíticas colocadas en una pila celular.

La electrólisis alcalina es una tecnología madura, con un registro de operación significativo en aplicaciones industriales, que permiten una operación remota. El mayor desafío a futuro es diseñar y fabricar equipo de electrólisis a bajos costos y con más alta eficiencia energética.

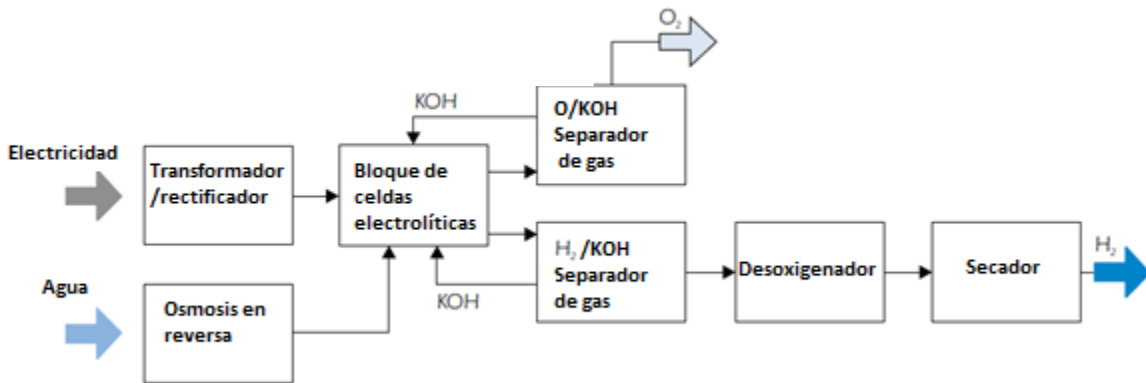


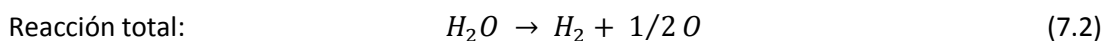
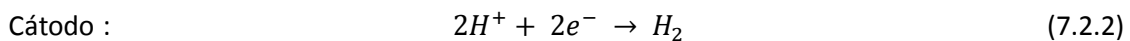
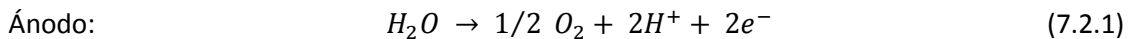
Figura 12. Diagrama de procesos de la electrólisis alcalina.

Fuente: International Energy Agency, 2006<sup>22</sup>.

### 3.3.1.2 **Electrólisis de membrana de polímero electrolítico (PEM)**

Los electrolizadores de membrana de polímero electrolítico, PEM por sus siglas en inglés (Polymer electrolyte membrane), no requieren ningún electrolito líquido, lo que simplifica significativamente su diseño, en su lugar usa un electrolito sólido que consiste en una membrana ácida de polímero.

El funcionamiento de los electrolizadores PEM se basa en el intercambio iónico. La membrana sólo permite el paso de los protones ( $H^+$ ), provocando las siguientes reacciones:



Las mayores ventajas de los electrolizadores PEM sobre los electrolizadores alcalinos son: la razón de reducción es más alta, el aumento de seguridad debido a la ausencia de electrolitos de KOH (Hidróxido de potasio), un diseño más compacto debido a mayor densidad, superiores presiones

de operación (de hasta varios cientos de bar) y utilidad para aplicaciones tanto estacionarias como móviles.

Por otro lado, sus desventajas principales son: la corta vida útil de las membranas (y por lo tanto del electrolizador), el mayor costo, la baja capacidad de producción y una eficiencia pobre.

En conclusión, el electrolizador PEM no ha alcanzado la madurez tecnológica como lo ha hecho el electrolizador alcalino. Se espera que su desempeño pueda ser mejorado significativamente conforme avance la tecnología y desarrollo en sus materiales, así como en el diseño de celdas de combustible.

### **3.3.1.3 *Electrólisis de alta temperatura.***

La electrólisis de alta temperatura utiliza dos tipos de energía distintos con la intención de una mayor eficiencia global. Por lo que se necesita fuentes de energía que generen energía tanto en calorífica como eléctrica para usarlas en conjunto, como son plantas de tipo: nuclear, solar, geotérmico, de carbón, de petróleo y de gas natural. Como ya se había mencionado la energía total requerida para la electrólisis es mayor cuando se usa más energía calorífica, pero ya que este tipo de energía conlleva menos transformaciones y por lo tanto tiene una mayor eficiencia que la energía eléctrica, la electrólisis a alta temperatura se puede considerar con una eficiencia global significativamente superior que un electrolizador regular de baja temperatura. También cabe destacar que a elevadas temperaturas, las reacciones del electrodo son más reversibles, por lo que la reacción en la celda de combustible puede invertirse más fácilmente que en una reacción de electrólisis regular. Por lo que se puede producir hidrógeno a partir de electricidad o viceversa.

En la electrólisis de alta temperatura la tecnología típica es la celda electrolítica de óxido sólido (SOEC). Este electrolizador está basado en la celda de combustible de óxido sólido (SOFC), la cual normalmente opera de 700 a 1000° C.

De modo similar que el electrolizador PEM, el SOEC aún no es una tecnología madura, para alcanzar la madurez se necesita un mayor desarrollo de materiales, principalmente para soportar la tensión termo-mecánica entre los materiales cerámicos.

En caso de usar plantas a partir de recursos fósiles los procesos son menos eficientes y más costosos que los convencionales, incluso los costos ambientales y sociales son mayores, por lo cual esas alternativas no tienen mucha investigación. El caso de la biomasa tiene opiniones encontradas, ya que hay investigadores que han encontrado ventajas en la producción de hidrógeno a partir de electrólisis sobre la gasificación o pirolisis<sup>32</sup>. El caso del uso de energía geotérmica tampoco ha llamado la atención de muchos investigadores para la producción de hidrógeno, principalmente porque el vapor difícilmente alcanza la temperatura necesaria por sí sola. Las tecnologías a las que se les prevé un mayor desarrollo en la electrólisis a alta temperatura son la nuclear y la solar.

#### **3.3.1.3.1 *Nuclear***

Actualmente no hay plantas comerciales de hidrógeno que utilicen la electrólisis de alta temperatura implementada en base a plantas nucleares, pero existe una fuerte investigación al respecto. Estas plantas se proyectan para los reactores de cuarta generación. Esta planta de hidrógeno funciona acoplando la planta nuclear, que provee el vapor de agua a muy altas

temperaturas y la electricidad, a un electrolizador. Por lo tanto la única materia prima es el energético nuclear.

Los reactores de cuarta generación son reactores que aún se encuentran en investigación y desarrollo, pero que tendrían grandes ventajas en un futuro próximo. Algunos ejemplos de estos reactores son:

VHTR (Very High Temperature Reactor): Es un reactor moderado por grafito y usa helio como refrigerante, además de tener una eficiencia muy alta con la cual se logra producir temperaturas de entre 850 y 950°C, produce electricidad, por lo cual puede abastecer toda la necesidad energética de una planta de hidrógeno a partir de electrólisis a alta temperatura (Rentería, 2011)<sup>35</sup>.

GFR (Gas Cooled Fast Reactor): Este reactor emplea neutrones rápidos y posee una turbina de conversión directa de energía eléctrica. Al igual que el VHTR también utiliza helio como refrigerante y se puede utilizar tanto el calor, como la electricidad que genera para la producción de hidrógeno (Rentería, 2011)<sup>35</sup>.

LFR (Lead Cooled Fast Reactor): Es un reactor enfriado por metal líquido, generalmente plomo debido a que posee una muy baja absorción de neutrones rápidos, además tiene una temperatura de ebullición muy alta, lo que elimina la necesidad de operar a altas presiones. Su diseño está planeado para la generación de electricidad e hidrógeno (Martín del Campo, 2007)<sup>30</sup>.

Todas estas tecnologías demuestran un gran potencial a futuro, con eficiencias inclusive de 45 a 55% (O'Brien, 2005)<sup>36</sup>.

### 3.3.1.3.2 *Solar*

La electrólisis de alta temperatura con fuente de energía solar, utiliza la concentración solar para generar vapor de agua, suministrando el calor y/o la electricidad a partir de colectores cilíndrico-parabólicos, discos parabólicos o instalaciones de torre central.

En esta tecnología se aprovecha la radiación solar, la cual varía por zona, época del año y momento del día. Se considera que la potencia en un día soleado, con el sol apuntando directamente a la superficie es de 1,000 W/m<sup>2</sup> lo que se conoce comúnmente como un sol (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.

La concentración de la luz solar se consigue mediante dispositivos ópticos que reciben el nombre genérico de colectores de concentración. Estos colectores constan de un receptor y del concentrador propiamente dicho. La luz incide sobre el concentrador y es reflejada hacia el receptor, que es el elemento del sistema donde la radiación se absorbe y se convierte en otro tipo de energía, en general energía térmica o química.

Existen varios tipos de sistemas de concentración solar: de disco (dish), parabólicos (trough) y de torre central (central tower). La razón de concentración de flujo solar típica de un sistema de torre central es de alrededor de 1,000 soles.

---

<sup>35</sup> Carlos Alonso Ortiz Rentería, Análisis económico de la producción de hidrógeno mediante electrólisis de alta temperatura con energía nuclear (2011)

<sup>36</sup> James E. O'Brien, High-temperature electrolysis for hydrogen production from nuclear energy (2005) at <http://www.inl.gov/technicalpublications/Documents/3394826.pdf>

La configuración de una planta de concentración solar de torre central se puede ver en la figura 13.

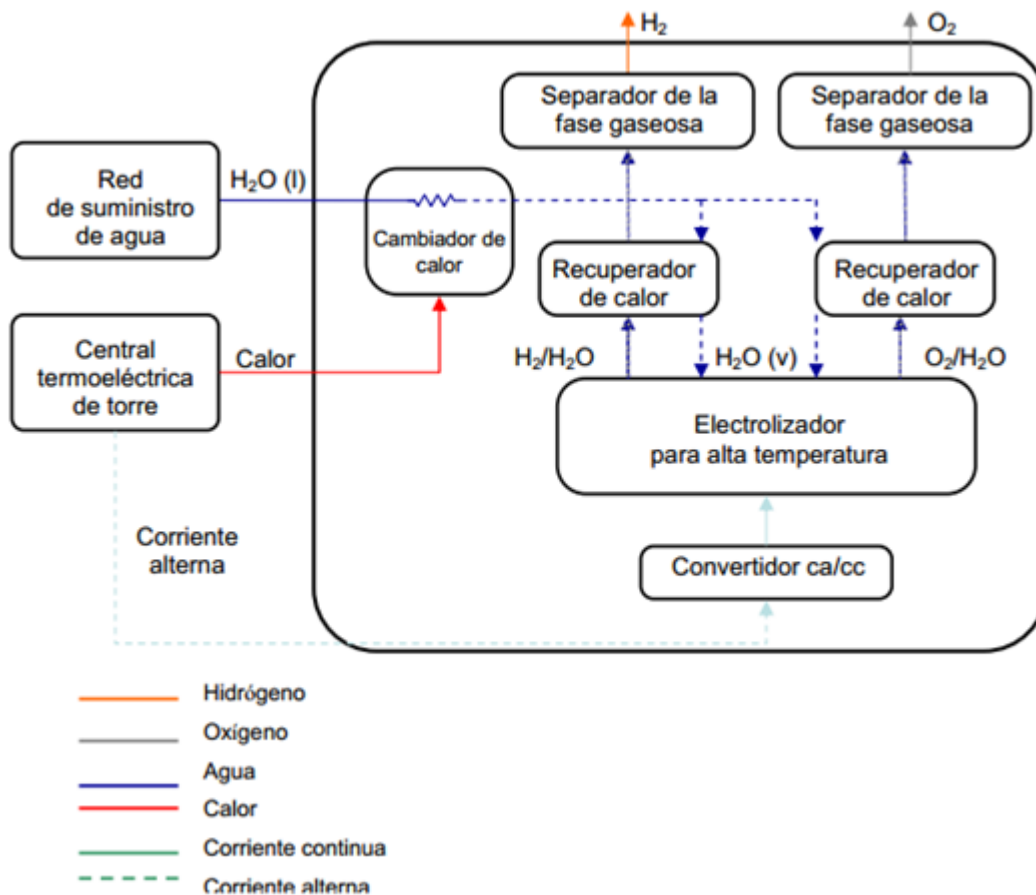


Figura 13. Diagrama de una planta de producción de hidrógeno solar por electrólisis de alta temperatura.

Fuente: <http://www.energiasostenible.net/DVD/H2solar.pdf>

### 3.3.2 Fotólisis.

La fotólisis consiste en un dispositivo que hace una síntesis de los procesos fotovoltaicos y de electrólisis. Primero el sistema fotovoltaico genera electricidad a partir de la radiación solar, para posteriormente usar esa electricidad para la electrólisis. Sin embargo, los procesos están resumidos en un solo paso, reduciendo los costos, aunque perdiendo la versatilidad de producir electricidad independientemente de la producción de hidrógeno.

El sistema ha sido llamado celda foto-electroquímica (PEC- Photo-electrochemical cells), un ejemplo se muestra en la figura 14. Hay cuatro conceptos principales que se están desarrollando:

- Sistema tándem de dos fotones comprimidos.
- Sistema multiunión monolítico
- Sistema de doble cama de oxidoreducción.
- Sistema de un bote - dos pasos



Los primeros dos utilizan celdas fotovoltaicas de película delgada dentro de vidrio inmersas en agua, mientras que las últimas dos utilizan un polvo catalizador foto-sensible suspendido en agua. Los dispositivos prototipos han demostrado una eficiencia de hasta 16%.

Los retos más grandes para esta joven tecnología es la ciencia de materiales, para desarrollar fotoelectrodos con mayor eficiencia y resistencia a la corrosión, entre otros como la ingeniería de la construcción.

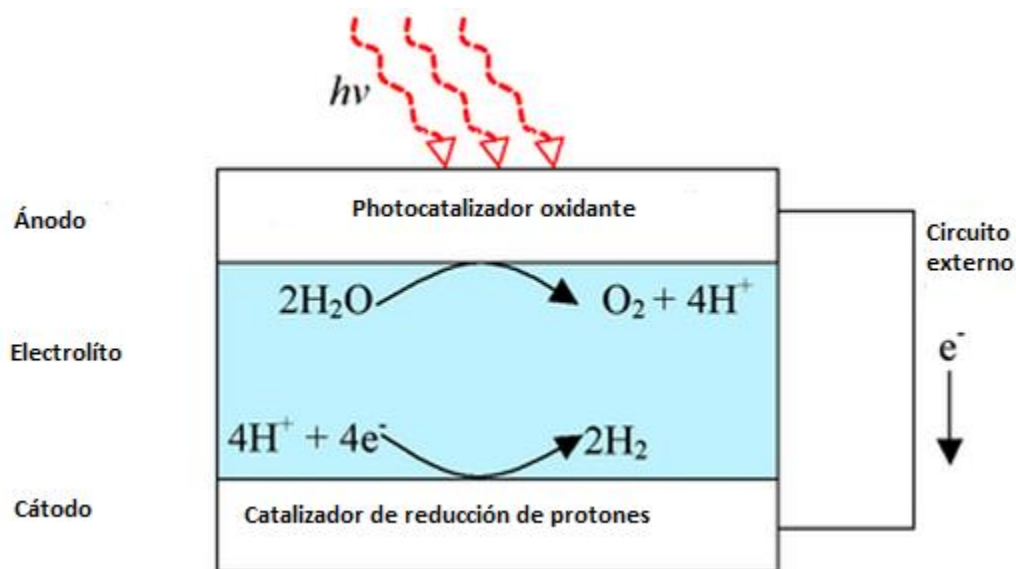
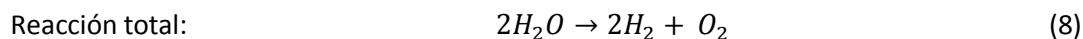
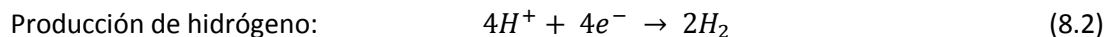
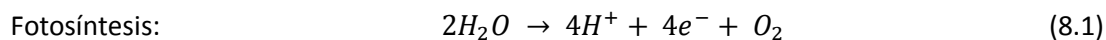


Figura 14. Funcionamiento de una PEC.

Fuente: <http://monash.edu/science/about/schools/chemistry/staff/spiccia/waterox.html>

### 3.3.3 Bio-fotoelectrólisis. (biofotolisis)

La producción foto-biológica de hidrógeno consiste en dos etapas: la fotosíntesis y la producción catalizada de hidrógeno por hidrogenólisis, ya sea de algas verdes o de cianobacterias. Ambos organismos pueden producir hidrógeno utilizando únicamente luz solar, agua e hidrogenasa como enzima, como se muestra en las siguientes ecuaciones. El proceso se puede ver en la figura 15.



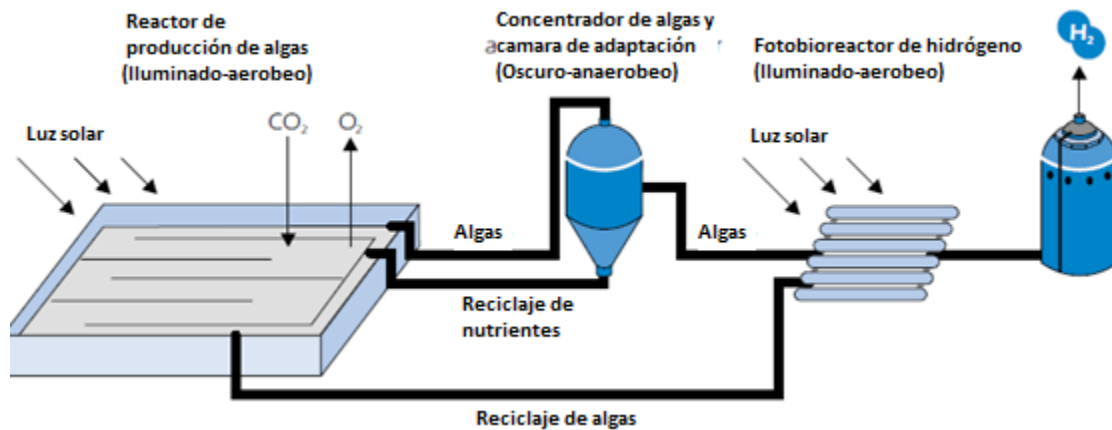


Figura 15. Diagrama de la producción de hidrógeno por biofotólisis.

Fuente: International Energy Agency, 2006<sup>22</sup>.

La investigación sobre el proceso de biofotólisis ha obtenido grandes avances en la última década, en cuanto a la caracterización bioquímica de las algas que son capaces de hacerlo y las condiciones necesarias para que la producción de hidrógeno ocurra.

Actualmente, existen cinco rutas viables para obtener biohidrógeno: biofotólisis directa e indirecta, fotofermentación, síntesis mediante bacterias fotoheterótrofas y fermentación oscura. Se han estimado eficiencias de conversión superiores al 24% y se han identificado más de 400 variedades de plantas primitivas candidatas para producir hidrógeno.

El hidrógeno es un producto intermediario en la digestión anaeróbica de sustratos orgánicos. Su formación se lleva a cabo a través de la fermentación de moléculas simples, como azúcares y almidones, durante la etapa de acidogénesis y la posterior oxidación de los productos obtenidos de esta etapa hasta formar ácido acético a través de las bacterias acetogénicas. La desaparición o consumo del hidrógeno producido como intermediario se debe a la formación de ácido acético y formación de metano en la etapa de metanogénesis a través de la acción de bacterias homoacetogénicas e hidrogenotróficas, respectivamente. De modo que la producción de hidrógeno se puede mejorar inhibiendo la acción de las bacterias consumidoras de hidrógeno. El mejor método para ello es mediante la aplicación de tratamientos térmicos, ya que se ha observado que con tratamientos de calor se consigue la eliminación de las bacterias metanogénicas e hidrogenotróficas.

En la producción de hidrógeno in Vitro, se manipulan las condiciones para su obtención de manera artificial, por ejemplo, las enzimas pueden ejercer su función catalítica tanto dentro como fuera de las células, siempre y cuando se satisfagan las condiciones que favorezcan su actividad.

En teoría, es posible obtener una gran cantidad de hidrógeno a partir de materia prima renovable, como la glucosa. Sin embargo, los rendimientos estequiométricos típicamente obtenidos con métodos biológicos, se encuentran apenas entre el 16 y el 24%, esto es, entre 1.9 y 2.4 moles de H<sub>2</sub> por cada mol de glucosa. Actualmente, se han desarrollado métodos enzimáticos que permiten obtener hasta un 97% de rendimiento estequiométrico de producción de hidrógeno a partir de glucosa-6-fosfato, es decir, 11.6 moles de H<sub>2</sub> por cada mol de glucosa-6-fosfato.

Todos estos procesos de obtención de biohidrógeno están aún lejos de ser económicamente viables y sustituir las fuentes convencionales de energía. Sin embargo, cabe mencionar que el petróleo y otros combustibles fósiles, así como la madera, son productos que de manera indirecta de la fotosíntesis y por lo tanto de la energía solar. Otras fuentes alternativas de energía como las celdas fotovoltaicas y las turbinas eólicas también son consecuencia del aprovechamiento, directo o indirecto, de la radiación solar (Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009)<sup>5</sup>.

Para continuar con investigaciones exitosas es de vital importancia entender los procesos naturales y las regulaciones genéticas de la producción de H<sub>2</sub>. La ingeniería genética y metabólica puede ser usada para lograr reproducir este proceso en bioreactores más grandes.

### 3.3.4 Descomposición molecular a alta temperatura.

La ruptura de la molécula de agua a alta temperatura ocurre a aproximadamente 3000 °C. A esta temperatura, el 10% del agua es descompuesta y el restante 90% puede ser reciclado.

Para reducir estas elevadas temperaturas, se han propuesto otros procesos para separar la molécula de agua a alta temperatura:

- a. Procesos fotoquímicos.
- b. Ciclos termoquímicos.
- c. Sistemas híbridos. (descomposición térmica y la descomposición electrolítica)
- d. Descomposición catalítica directa del agua. (ciclo termofísico)
- e. Descomposición químico-plasma. (ciclo de CO<sub>2</sub> de dos fases)

Para estos procesos, pueden esperarse eficiencias arriba del 50% que podrían llevar a una disminución en los costos de producción de hidrógeno.

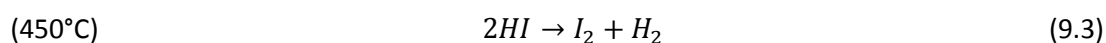
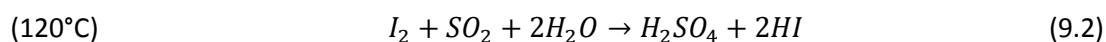
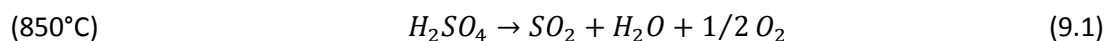
De estos procesos, los más promisorios son la electrólisis de alta temperatura, de la que se habló con anterioridad, y los ciclos termoquímicos.

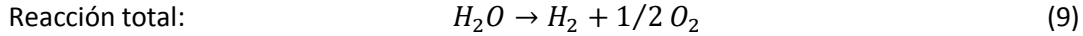
La división termoquímica del agua es la conversión de agua en hidrógeno y oxígeno por medio de una serie de reacciones químicas manejadas térmicamente. Esta alternativa cuenta con ventajas ambientales y económicas respecto a procesos puramente térmicos, que requieren temperaturas mayores.

Actualmente se conocen más de 200 ciclos termoquímicos que pueden provocar la separación de la molécula de agua. Sin embargo, sólo alrededor de doce son los que están siendo investigados, de los cuales dos ciclos termoquímicos llevan la batuta en las investigaciones, el de yodo/azufre y el de cobre/cloro.

- a) Ciclo yodo/azufre

Se lleva a cabo con las siguientes reacciones.





La investigación y el desarrollo necesarios para este proceso están relacionados con la captura térmica de las moléculas separadas de  $H_2$ , además de evitar las reacciones colaterales asociadas y eliminar el uso de sustancias nocivas. Los problemas de corrosión asociados con el manejo de estos materiales son probablemente los más serios. La configuración de un ciclo termoquímico yodo/azufre alimentado por calor solar o nuclear se puede ver en la figura 16.

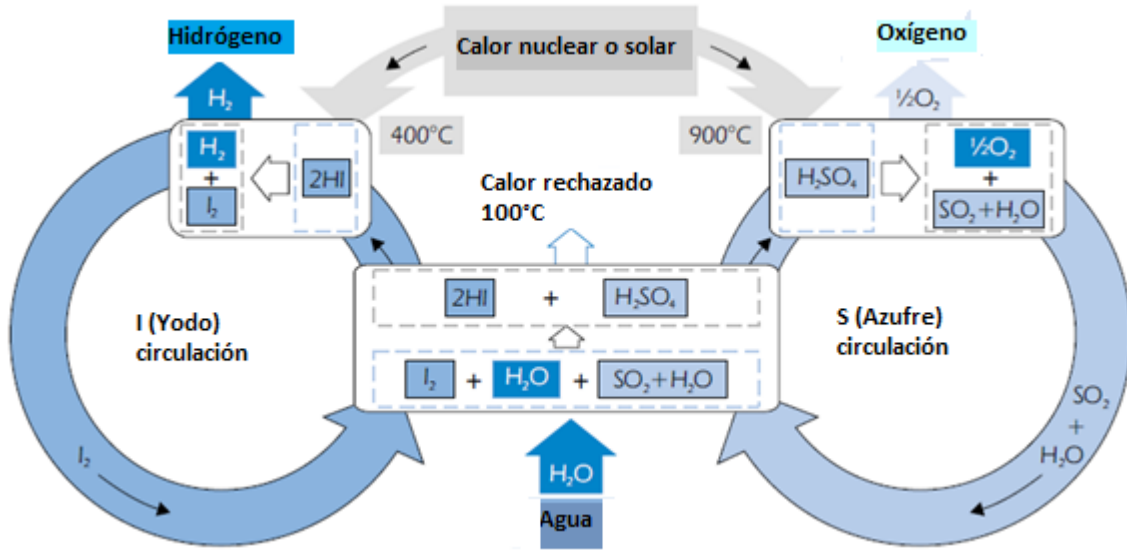
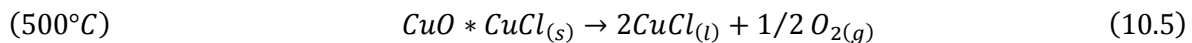
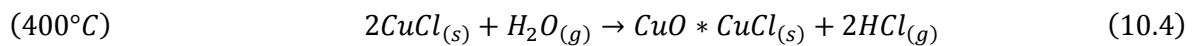
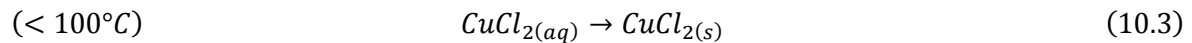
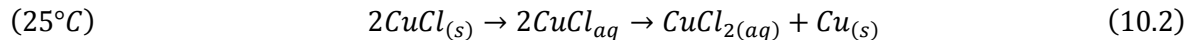
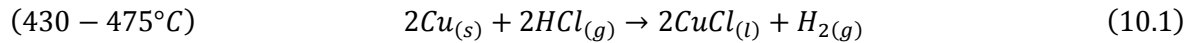


Figura 16. Diagrama de la producción de hidrógeno a través del ciclo termoquímico Iodo/Azufre.

Fuente: International Energy Agency, 2006<sup>22</sup>.

#### b) Ciclo de Cloro/Cobre

Es un método muy prometedor, se puede realizar en cuatro pasos o en cinco pasos. Tiene la gran ventaja de requerir temperaturas menores que los demás ciclos termoquímicos. En el proceso se llevan a cabo las siguientes reacciones.



La configuración del ciclo se puede ver en la figura 17.

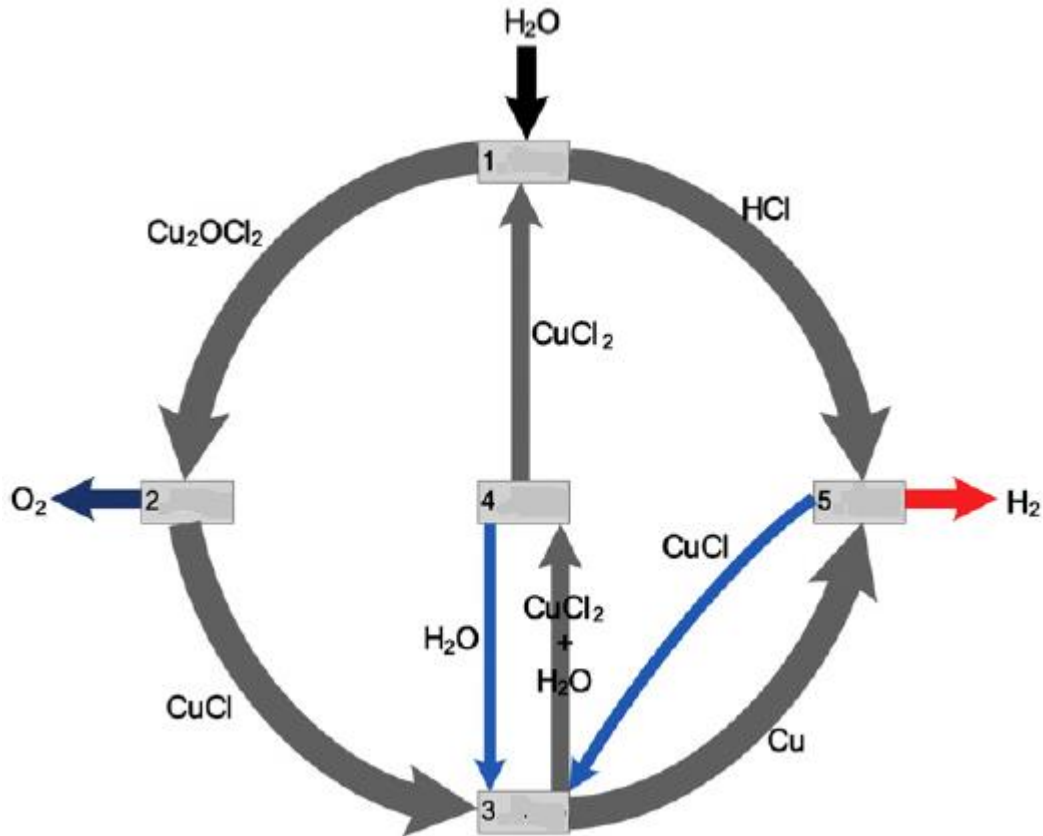


Figura 17. Diagrama de la producción de hidrógeno a través del ciclo termoquímico Cobre/Cloro.

Fuente: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031990901876X>

El calor necesario para estos ciclos puede ser obtenido de fuentes fósiles, nucleares o concentración solar, pero en el caso de las fuentes fósiles son más convenientes los métodos convencionales. Las energías limpias, es decir, plantas nucleares o de concentración solar, tienen la ventaja de no generar GEI.

Los reactores de alta temperatura enfriados por gas (High Temperature Gas Reactor- HTGR) y los reactores supercríticos enfriados por agua (super-critical water cooled reactor SCWR) pueden ser una fuente de calor muy adecuada para este proceso.

Los principales problemas técnicos para estos procesos de alta temperatura están relacionados con el desarrollo de materiales que resistan la corrosión debido a las altas temperaturas, los procesos de separación, las membranas, los intercambiadores de calor y los medios para almacenar calor. Los aspectos de diseño y seguridad son también importantes para los procesos.

### 3.4 Producción centralizada y distribuida.

En la producción industrial, en términos generales, mayor volumen de producción implica mitigación de costos, por lo que suele ser preferible contar con pocas plantas de producción, pero de grandes volúmenes, a muchas plantas de poco volumen.

La producción del hidrógeno no es un caso excepcional, a gran escala tiene el potencial de costos unitarios más bajos, principalmente para plantas de tecnologías en base a combustibles fósiles,

que están disponibles comercialmente, por ser hoy en día técnica y económicamente la mejor opción. Sin embargo, enfrentan grandes obstáculos, el primero es el ya mencionado fenómeno del hidrógeno cautivo, con la demanda actual de hidrógeno no es viable su producción centralizada, principalmente por los altos costos del transporte y almacenamiento. En segundo lugar estas plantas emitirían una gran cantidad de GEI, que podrían repercutir en problemas sociales, ambientales y eventualmente económicos, por lo que se podría considerar opciones de captura y almacenamiento de carbono, tomando en cuenta que este sistema requiere una gran cantidad de energía y disminuiría la eficiencia de la planta, aumentando el costo unitario del hidrógeno.

Otros rubros en los que se debe realizar investigación y desarrollo para que las plantas de hidrógeno centralizadas se vuelvan más factibles y encaminarnos hacia una economía del hidrógeno son incrementar la eficiencia de las plantas, reducir el costo capital, mejorar la fiabilidad y la flexibilidad de operación (International Energy Agency, 2006)<sup>22</sup>.

La producción centralizada no es adecuada para la situación actual, es una visión a futuro en donde la demanda del hidrógeno fuera mayor y los costos de la infraestructura que se necesitaría para solventarla fuesen justificables. Hoy en día la mayor parte de la producción de hidrógeno es cautiva, lo cual favorece a la producción distribuida. Las industrias que necesitan hidrógeno en sus procesos, suelen manufacturarlo ellas mismas en el mismo sitio donde lo emplearán, aprovechando la infraestructura ya existente para el gas natural, agua y electricidad, evitando los costos y dificultades técnicas que implican el transporte y almacenamiento del hidrógeno, pero con las consecuentes desventajas de un costo unitario más alto por el hidrógeno, menores capacidades de producción y eficiencias más bajas, además que de tener la intención de capturar el CO<sub>2</sub> resultaría más complicado y costoso. Para la producción distribuida, a menores escalas, las tecnologías más apropiadas son las de electrólisis y reformado de metano.

El costo comercial que se tiene como objetivo para la producción de hidrógeno si se desea utilizar como vector energético es de 0.30 USD/Kg H<sub>2</sub>, costo que corresponde a un precio energético en la gasolina de 2.5 USD/GJ estableciendo un mercado competitivo, pero actualmente el costo del hidrógeno es al menos 2 o 3 veces superior que el de la gasolina por la misma cantidad energética (International Energy Agency, 2006)<sup>22</sup>. La producción distribuida con reformado es entre 16 y 29 USD/GJ, mientras que con electrólisis es entre 20 y 40 USD/GJ. En una planta centralizada a partir de gas natural el costo de producción es entre 5 y 8 USD/GJ. La producción distribuida puede ser competitiva con la centralizada dependiendo de la distancia a la que se transporta el hidrógeno, por ejemplo, el hidrógeno comprimido por cada 100 millas aumenta el costo del hidrógeno en 15 a 20 USD/GJ (Wokaun, 2004)<sup>20</sup>.

Actualmente, y a corto plazo, la electrólisis de agua y el reformado de gas natural a pequeña escala son las tecnologías más adecuadas, con la intención de empezar a desarrollar una infraestructura del hidrógeno. En el mediano y largo plazo la producción centralizada a partir de combustibles fósiles tomará un papel importante, muy probablemente se deberá incorporar sistemas de almacenamiento y captura de CO<sub>2</sub>. Más adelante se espera se pueda incorporar tecnologías más limpias, gasificación de biomasa, procesos a altas temperaturas a partir de recurso solar y nuclear, fotoelectrólisis, etcétera; tecnologías que hoy en día aunque ya están demostradas requieren mucha investigación y desarrollo para ser competitivas.

### **3.5 Conclusiones del capítulo**

Debido a que el hidrógeno es un elemento muy abundante se puede encontrar como parte de muchos compuestos, los cuales se pueden usar como materia prima para su obtención. Sin

embargo, requiere muchas transformaciones y por lo tanto gran cantidad de energía, por lo que hoy en día no es competitivo con otros vectores energéticos. Los componentes más convenientes como materia prima, son los que son ricos en hidrógeno, abundantes y que no requieran mucha energía para la obtención del hidrógeno a partir de la molécula original. Es por eso que las materias primas preferentes hoy en día son el agua y los hidrocarburos.

Hay muchos procesos para obtener hidrógeno, cada uno tiene sus ventajas y desventajas, se puede ver un resumen de las materias primas y los procesos para la obtención de hidrógeno en la figura 18. De los procesos expuestos en este capítulo, que son los de mayor investigación, podemos ver que gran parte de las tecnologías no están maduras y tienen aún muchos retos tecnológicos por delante, es posible que sea necesario utilizar tecnologías maduras y de menor costo como transición a los métodos que se consideren más sustentables.

La producción de hidrógeno podría reducir sus costos en caso de llevarse a cabo de manera centralizada, pero ya que su almacenamiento y transporte es técnicamente complicado y económicamente costoso se ha presentado el fenómeno del hidrógeno cautivo, es decir, la obtención del hidrógeno en donde será utilizado, otro factor que promueve este fenómeno es que la demanda de hidrógeno se centra en las industrias del amoniaco, refineries y metanol. Actualmente la producción de hidrógeno es dominada casi en su totalidad por los combustibles fósiles, mediante procesos que conllevan daños ambientales y sociales. Sin embargo, actualmente las tecnologías limpias no son económicamente competitivas, pero en las últimas décadas se han multiplicado los esfuerzos para investigar y desarrollar estas tecnologías, logrando avances significativos.

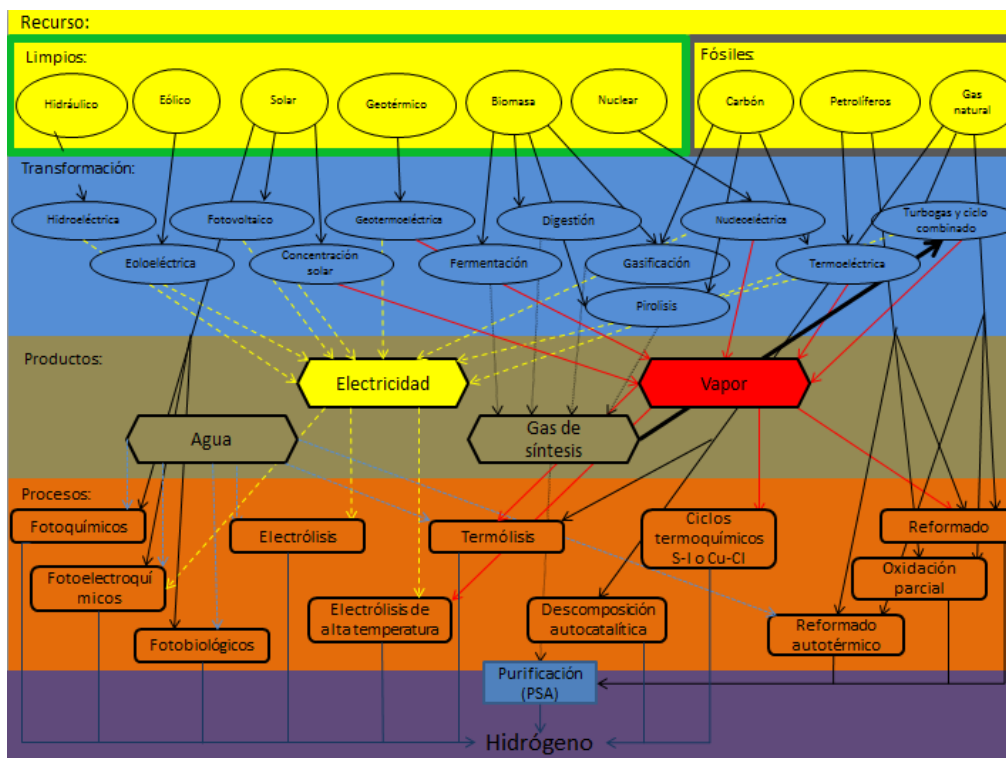


Figura 18. Diagrama de los procesos de producción de hidrógeno (materia prima-productos intermedios-producto final).

Fuente: Elaboración propia.

En este capítulo sólo hemos establecido ventajas y desventajas cualitativamente. Sobre esta información no se puede evaluar concretamente los procesos más sustentables. Para eso, se debe establecer una metodología clara, así como criterios o indicadores sobre los cuales se compararán las alternativas y obtener información clara y confiable.



## **4. Selección de indicadores para evaluar la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno.**

Se pretende que los análisis de decisión estén fundamentados en indicadores que califiquen cualidades de los criterios sobre los que se desea tomar la decisión. En este caso se pretende que califiquen cualidades propias de la sustentabilidad, buscando con esto encontrar los procesos de producción de hidrógeno que son más adecuados desde el punto de vista de la misma, así como dejar una metodología establecida para análisis de decisión para evaluar la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno.

### **4.1 Sustentabilidad.**

#### **4.1.1 Origen del Concepto.**

Una de las primeras veces que las Naciones Unidas consideraron los asuntos del medio ambiente fue en su 23º período de sesiones, donde la Asamblea General aprobó la resolución 2398 (XXIII), del 3 de diciembre de 1968, y decidió convocar a una Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano advirtiendo la “deterioración constante y acelerada de la calidad del medio humano” y “los efectos consiguientes en la condición del hombre, su bienestar físico, mental y social, su dignidad y su disfrute de los derechos humanos básicos, tanto en los países en desarrollo como en los desarrollados”, revelando una consternación por los asuntos ambientales emergentes. La resolución también reconoció que las relaciones entre el hombre y su medio estaban experimentando profundas modificaciones como consecuencia de los progresos científicos y tecnológicos (Naciones Unidas)<sup>37</sup>.

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Humano se realizó en Estocolmo del 5 al 16 de junio de 1972 y llevó a la creación del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), el principal programa de las Naciones Unidas a cargo de los asuntos del medio ambiente (Naciones Unidas)<sup>37</sup>.

En su resolución 38/161, de 19 de diciembre de 1983, la Asamblea General acogió con beneplácito el establecimiento de una comisión especial que informara sobre el medio ambiente y la problemática mundial hasta el año 2000 y más adelante. En 1987, la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (CMMAD) presentó su informe "Nuestro Futuro Común" (Our Common Future), también llamado actualmente “Informe Brundtland” en honor a la líder del proyecto la Dra. Gro Harlem Brundtland. El informe basado en un estudio de cuatro años plantea la posibilidad de obtener un crecimiento económico basado en políticas de sostenibilidad y expansión de la base de recursos ambientales. Su esperanza de un futuro mejor depende de acciones políticas decididas que permitan el adecuado manejo de los recursos ambientales para garantizar el progreso humano sostenible y la supervivencia del hombre en el planeta. En palabras de la misma Comisión, el informe no pretende ser una predicción futurista sino un llamado urgente en el sentido de que ha llegado el momento de adoptar las decisiones que permitan asegurar los recursos para sostener a esta generación y a las siguientes.

---

<sup>37</sup> Naciones Unidas, “El Medio Ambiente”, consultado en Mayo del 2013 en <http://www.un.org/Depts/dhl/spanish/resguids/specenvsp.htm>

En este informe aparece por primera vez el término de "desarrollo sostenible" o "desarrollo sustentable", siendo definido de la siguiente manera:

***"satisface las necesidades de la generación actual sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades"*** (Naciones Unidas)<sup>37</sup>.

De conformidad con el informe de la Comisión Mundial, la Asamblea General aprobó la resolución 44/228, de 20 de diciembre de 1988, y convocó la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, también conocida como la "Conferencia de Río" o la "Cumbre de la Tierra", la cual debía "elaborar estrategias y medidas para detener o invertir los efectos de la degradación del medio ambiente". La resolución identificó nueve áreas "de mayor importancia para mantener la calidad del medio ambiente de la Tierra y, sobre todo, para lograr un desarrollo sostenible y ambientalmente racional en todos los países" (Naciones Unidas)<sup>37</sup>.

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (CNUMAD), desarrollada en Río de Janeiro del 3 al 14 de junio de 1992, llevó a la creación de la Comisión sobre el Desarrollo Sostenible. En la Conferencia se aprobaron tres acuerdos importantes: el Programa 21, un programa de acción mundial para promover el desarrollo sostenible; la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, un conjunto de principios que define los derechos y deberes de los Estados, y la Declaración de principios relativos a los bosques, un conjunto de principios básicos para apoyar el manejo sostenible de los bosques a nivel mundial. Además, dos instrumentos jurídicamente vinculantes se abrieron a la firma: la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Convenio sobre la Diversidad Biológica. La Cumbre de la Tierra sentó las bases para varias iniciativas importantes en otras áreas fundamentales del desarrollo sostenible, tales como la conferencia mundial sobre pequeños Estados insulares en desarrollo, y dio inicio a negociaciones para una Convención de Lucha contra la Desertificación y un acuerdo sobre poblaciones de peces transzonales y altamente migratorios (Naciones Unidas)<sup>37</sup>.

En sus resoluciones 47/190 y 51/181 de 1997, la Asamblea General convocó un período extraordinario de sesiones (también conocido como "Cumbre para la Tierra + 5"), para examinar y evaluar la ejecución del Programa 21. En el documento final del período de sesiones (resolución S-19/2), los Estados Miembros reconocieron que el factor tiempo era "crítico para hacer frente al reto del desarrollo sostenible tal como se enuncia en la Declaración de Río y en el Programa 21" y se comprometieron "a seguir colaborando, de buena fe y en el espíritu de solidaridad, a acelerar la ejecución del Programa 21" (Naciones Unidas)<sup>37</sup>.

Durante su 55º período de sesiones, la Asamblea General aprobó la resolución 55/199, de 20 de diciembre de 2000, y convocó la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible (también conocida como "Río +10"), un examen decenal del progreso alcanzado en la ejecución del Programa 21 desde 1992. La Cumbre Mundial se realizó en Johannesburgo del 26 de agosto al 4 de septiembre de 2002 y su informe A/Conf.199/20 (+ Corr.1) incluye una Declaración política, en la cual los Estados Miembros asumieron "la responsabilidad colectiva de promover y fortalecer, en los planos local, nacional, regional y mundial, el desarrollo económico, desarrollo social y la protección ambiental, pilares interdependientes y sinérgicos del desarrollo sostenible" y un Plan de aplicación, en el cual los Estados Miembros se comprometieron a "llevar a cabo actividades concretas y a adoptar medidas en todos los niveles para intensificar la cooperación internacional" (Naciones Unidas)<sup>37</sup>.

#### **4.1.2 Contexto actual de la sustentabilidad. 2012 Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos.**

En el año 2011 a 24 años de la presentación del informe Brundtland, en el sexagésimo quinto período de sesiones de las Naciones Unidas se publica la resolución 65/151. "Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos" (Naciones Unidas, 2011)<sup>38</sup> aprobada por la Asamblea General, la cual dicta:

"Preocupada porque, en los países en desarrollo, más de tres mil millones de personas dependen de la biomasa tradicional para cocinar y como fuente de calefacción, porque mil quinientos millones de personas carecen de electricidad y porque millones de pobres no pueden pagar estos servicios energéticos modernos, incluso si están disponibles".

"Reconociendo que el acceso a servicios energéticos modernos y asequibles en los países en desarrollo es esencial para lograr los objetivos de desarrollo convenidos internacionalmente, incluidos los Objetivos de Desarrollo del Milenio, y el desarrollo sostenible, lo cual ayudaría a reducir la pobreza y a mejorar las condiciones y el nivel de vida de la mayoría de la población mundial".

"Poniendo de relieve la importancia de invertir en el acceso a opciones de tecnología energética menos contaminante y en un futuro con capacidad de adaptación al cambio climático para todos, así como la necesidad de mejorar el acceso a recursos y servicios energéticos para el desarrollo sostenible que sean fiables, de costo razonable, económicamente viables, socialmente aceptables y ecológicamente racionales, y tomando en consideración la diversidad de las situaciones, las políticas nacionales y las necesidades específicas de los países, en particular los países en desarrollo".

"Poniendo de relieve también la necesidad de adoptar más medidas para estimular la aportación de recursos financieros suficientes, de buena calidad y que lleguen en el momento oportuno".

"Reafirmando el apoyo a la aplicación de políticas y estrategias nacionales que combinen, cuando corresponda, un mayor uso de fuentes de energía nuevas y renovables y tecnologías de bajas emisiones, un uso más eficiente de la energía, un mayor uso de tecnologías avanzadas, incluidas tecnologías menos contaminantes para el aprovechamiento de los combustibles fósiles, y el uso sostenible de recursos energéticos tradicionales, así como a un mayor acceso a servicios energéticos modernos, fiables, asequibles y sostenibles y a una mayor capacidad nacional para atender a la creciente demanda de energía, cuando corresponda, con el apoyo de la cooperación internacional en este ámbito y la promoción del desarrollo y la difusión de tecnologías energéticas adecuadas, asequibles y sostenibles y la transferencia de esas tecnologías en condiciones mutuamente convenidas a los países en desarrollo y los países de economía en transición".

1. Decide proclamar el año 2012 Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos;
2. Observa los esfuerzos desplegados por el sistema de las Naciones Unidas por asegurar el acceso a la energía para todos y proteger el medio ambiente mediante el uso sostenible de recursos energéticos tradicionales, tecnologías menos contaminantes y fuentes de energía más nuevas;

---

<sup>38</sup> Naciones Unidas, "65/151. Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos", (2011), consultado en Mayo del 2013 en <http://www.un.org/es/comun/docs/?symbol=A/RES/65/151>

3. Solicita al Secretario General que, en consulta con los organismos competentes del sistema de las Naciones Unidas y ONU-Energía, y teniendo presentes las disposiciones de la resolución 1980/67 del Consejo Económico y Social, organice y coordine las actividades que se vayan a realizar durante el Año Internacional;

4. Alienta a todos los Estados Miembros, al sistema de las Naciones Unidas y a todos los demás agentes a que aprovechen el Año Internacional para concienciar sobre la importancia de abordar los problemas energéticos, en particular los servicios energéticos modernos para todos, el acceso a servicios de energía asequibles, la eficiencia energética y la sostenibilidad de las fuentes y del uso de la energía, con el fin de alcanzar los objetivos de desarrollo convenidos internacionalmente, incluidos los Objetivos de Desarrollo del Milenio, y asegurar el desarrollo sostenible y la protección del clima mundial, y para promover medidas a nivel local, nacional, regional e internacional;

5. Solicita al Secretario General que en su sexagésimo séptimo período de sesiones le presente un informe sobre la aplicación de la presente resolución, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las iniciativas adoptadas por los Estados Miembros y las organizaciones internacionales para crear a todos los niveles un entorno propicio para la promoción del acceso a la energía y los servicios energéticos y el uso de tecnologías energéticas nuevas y renovables, incluidas medidas para mejorar el acceso a esas tecnologías.

#### **4.1.3 Pilares de la sustentabilidad.**

Como se mencionó en el origen del concepto de la sustentabilidad, en la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible los estados miembros en una declaración política asumen "la responsabilidad colectiva de promover y fortalecer, en los planos local, nacional, regional y mundial, el desarrollo económico, desarrollo social y la protección ambiental, pilares interdependientes y sinérgicos del desarrollo sostenible". Desde entonces la sustentabilidad se maneja como la zona de convergencia de estos tres elementos.

Como menciona la declaración anterior estos tres pilares son independientes, por lo que del mismo modo que la convergencia de estos tres pilares es llamada sustentabilidad, también es posible que una actividad o proyecto involucre únicamente uno pilar o dos de los pilares, la figura 19 ilustra estas convergencias, así como el nombre que se les ha asignado.

Se les ha categorizado a las actividades o proyectos que cuentan con dos de los pilares de la sustentabilidad de la siguiente manera, según las características que posea.

- |  |             |
|--|-------------|
| 1) Desarrollo social/Protección del medio ambiente:    | Soportable. |
| 2) Desarrollo económico/Protección del medio ambiente: | Viable.     |
| 3) Desarrollo social/Desarrollo económico:             | Equitativo. |



Figura 19. Diagrama de la sustentabilidad.

Fuente: <http://mesuenafamiliar.wordpress.com/2010/10/06/%C2%BFque-es-la-sustentabilidad-y-como-afecta-a-nuestras-vidas/>

Para el caso de esta tesis, previo a definir los indicadores que usaremos para medir la sustentabilidad, primero es necesario considerar los criterios que los indicadores deben representar.

## 4.2 Criterios.

Para evaluar la sustentabilidad de los métodos de producción de hidrógeno utilizaremos como criterios los pilares de la sustentabilidad, es decir, los criterios económico, ambiental y social. A su vez cada uno de estos criterios es representado por distintos indicadores.

También es importante resaltar que los indicadores pueden ser expresados de dos maneras, cuantitativamente, en caso de que haya un sistema de unidades para medir este indicador o cualitativamente en caso de que no se tenga un sistema de unidades o datos correspondientes. Por ejemplo, Pao-Long Chang en su artículo, “Método de lógica difusa para evaluar las tecnologías de producción de hidrógeno” (Chang, 2011)<sup>39</sup>, describe un método de toma de decisión llamado lógica difusa y se basa en un análisis de las opiniones de expertos, quienes respondían un cuestionario, cuyas preguntas se calificaban de forma cualitativa en siete variables lingüísticas, yendo desde extremadamente sin importancia hasta extremadamente importante, respecto a la importancia de los criterios y desde muy bajo hasta muy alto respecto a la calificación de las alternativas, siendo un método menos exacto, pero adecuado para decisiones que deben tomar personas en conjunto.

El análisis expuesto en esta tesis se realizó a escala global, ya que la información a nivel local es insuficiente, por lo tanto los datos de los indicadores provendrán de artículos y fuentes de

<sup>39</sup> Chang, Pao-Long, et al. “Fuzzy Delphi method for evaluating hydrogen production technologies”, (2011), International Journal of Hydrogen Energy #36, pp 14172 e 14179

distintos países. Se procuró en la medida de lo posible tomar los datos de cada indicador para sus distintas tecnologías de las mismas fuentes de información para evitar variaciones por las distintas metodologías.

Además de los indicadores que han sido seleccionados para evaluar los procesos de producción de hidrógeno hay otros indicadores que también convendría tomar en cuenta. Sin embargo no se tiene información de estos indicadores o la información con la que se cuenta está disponible sólo para algunas tecnologías. Dado que la presente es una tesis de licenciatura, mientras que la obtención de la información de impactos para todas las tecnologías es una labor multidisciplinaria de investigadores, se ha decidido utilizar sólo los impactos documentados en los artículos referenciados en esta tesis y dejar como posible trabajo a futuro la incorporación de otros impactos importantes para la toma de decisión.

Se evaluaron únicamente 10 alternativas, debido a que son las más exploradas y por lo tanto de las que se ha generado mayor información respecto a los indicadores. Aun así no se obtuvieron los datos exactos para los valores de todas las alternativas en todos los indicadores, por lo cual fue necesario calcular o inferir algunos valores como se verá más adelante.

Las alternativas evaluadas fueron:

1. Gasificación de Carbón. (GC)
2. Oxidación Parcial de Petróleo. (OPP)
3. Reformado de Metano con Vapor. (RMV)
4. Gasificación de Biomasa. (GB)
5. Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear. (EATN)
6. Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear. (S-I N)
7. Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica. (EPH)
8. Electrólisis a partir de energía proveniente de Aerogeneradores. (EA)
9. Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaica. (ECF)
10. Electrólisis a partir de la mezcla de electricidad mundial. (EMmix)

Cabe destacar que en el caso de la biomasa en ocasiones para obtener el indicador se toman en cuenta otros procesos diversos de la gasificación como la pirolisis y la fermentación, de los cuales se espera que los valores no varíen en demasía al valor de la gasificación. Del mismo modo para algunos indicadores se toma el ciclo termoquímico de cobre-cloro como si fuera el ciclo de iodo-azufre, procesos de los cuales tampoco se espera variaciones significantes en los indicadores, puesto que la cadena de procesos es muy similar y en lo que difieren son en los ciclos cerrados, los cuales en teoría no deberían tener mayor afectación en los desechos y emisiones.

#### **4.2.1 Criterio económico.**

Se refiere a que la actividad sea financieramente rentable. Es el criterio al que se le da más importancia, incluso en muchas ocasiones es el único que se considera. Se refiere principalmente al costo de producción de la unidad funcional, pero adicionalmente puede considerar otros aspectos relacionados con la demanda o con los riesgos en el costo y suministro de la materia prima, entre otros aspectos que pueden hacer que la actividad tenga una mayor o menor rentabilidad financiera, tanto en el presente como en el futuro. Los indicadores económicos considerados en este estudio fueron:

1. Costo total de la producción de hidrógeno.

2. Tendencia a futuro de los precios de las energías.
3. Sensibilidad del costo al precio de los energéticos.

#### 4.2.1.1 **Indicador de costo total de producción. (CTP)**

Es el indicador al que más importancia se le da en la industria, representa el costo que tiene producir la unidad funcional de un producto, en este caso un kilogramo de hidrógeno (kg de H<sub>2</sub>), integrando todos los costos parciales que conlleva; el costo capital, de materia prima, de operación y de mantenimiento. Tomando en cuenta consideraciones como el tiempo en el que se tendrán que hacer estas inversiones y su correspondiente tasa de descuento.

Los costos parciales también podrían tomarse como indicadores independientes (Pilavachi, 2009)<sup>40</sup>, pero en este caso se ha elegido utilizar el costo total de la producción de hidrógeno, ya que representa y engloba los costos parciales. Además resulta preferible, debido a que para el análisis de decisión conviene tener menos indicadores.

El costo de producción de hidrógeno es actualmente el indicador que predomina en la toma de decisión para la construcción de plantas de hidrógeno, por lo que se considera el más importante de los evaluados en esta tesis. Además es de los que tienen una bibliografía más extensa. Los costos calculados varían por varios factores, desde los geopolíticos, hasta la metodología del cálculo, así como las consideraciones efectuadas al realizar el mismo. En consecuencia, en un esfuerzo por hacer los datos lo más fidedignos posibles, se expone el promedio de 5 fuentes de información de distintos autores, en varias regiones geográficas. A continuación se presentan los 5 artículos considerados.

##### 4.2.1.1.1 *Pilavachi, 2009. Grecia.*

En este artículo, se analizan los costos asociados a 7 alternativas para la producción de hidrógeno (RMV-Reformado de metano con vapor, OPP-Oxidación Parcial de Petróleo, GC- Gasificación de carbón, GB- Gasificación de biomasa, ECF- Electrólisis a partir de celdas fotovoltaicas, EA- Electrolisis a partir de aerogeneradores, EPH- Electrólisis a partir de energía de plantas hidroeléctricas). El resultado de este análisis se muestra en la tabla 8.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción 2007 (USD/kg de H <sub>2</sub> )
RVM	32.75
OPP	16.07
GC	22.37
GB	23.78
EPH	17.36
EA	36.75
ECF	1.4

Tabla 8. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno.

Fuente: Pilavachi, 2009<sup>40</sup>.

<sup>40</sup> Petros A Pilavachi, et al. "Evaluation of hydrogen production methods using the Analytic Hierarchy Process", (2009), International Journal of Hydrogen Energy #34 pp 5294-5303

Ya que el indicador fue encontrado en términos de la unidad funcional que se decidió ocupar no se necesitan realizar conversiones sobre estos valores.

#### 4.2.1.1.2 Kothari, 2006. India.

Este estudio compara los aspectos económicos y ambientales para los procesos de producción de hidrógeno. En este artículo se despliega una tabla con la información de los costos inherentes en la producción de hidrógeno. En la tabla 9 se exponen los costos.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo capital (Rs en millones)	Costo de O&M (%)	Costo de materia prima (Rs)	Costo de electricidad (Rs)	Costo total de producción (Rs/kg de H <sub>2</sub> )
RMV	150	3	84.8	1.71	106
ECF	7000	2	NR	NR	854
EA	1200	2	NR	NR	146
EPH				105.2	105.2
EMmix				157.8	157.8

Tabla 9. Costo total para la producción de hidrógeno en rupias por kilogramo de hidrógeno.

Fuente: Kothari, 2006<sup>41</sup>.

En esta tabla las celdas que tienen NR, indican que no requieren de ese producto o servicio, cabe destacar que en el caso de la planta fotovoltaica se consideran una salida de 5 kWh/día/kW y un costo capital de 200 millones de Rs/MW, es decir, el equivalente a que la planta opere 5 horas del día a plena potencia, en el caso de la planta eólica se considera un factor de planta de 25% y un costo capital de 50 millones de Rs/MW, ambas plantas están exentas de costo de operación, aunque no así de costo de mantenimiento. Finalmente queda aclarar que un dólar equivale a 44 Rs (1US\$ = Rs44), en la tabla 10 se actualizan los valores a dólares.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo capital (millones de USD)	Costo de O&M (%)	Costo de materia prima (USD)	Costo de electricidad (USD)	Costo total de la producción de hidrógeno (USD/kg)
RMV	3.4091	3	1.9273	0.03886	2.41
ECF	159.091	2	NR	NR	19.41
EA	27.273	2	NR	NR	3.32
EPH				2.391	2.39
EMmix				3.586	3.59

Tabla 10. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno.

Fuente: Kothari, 2006.

#### 4.2.1.1.3 Díaz, 2007. Chile.

Este documento fue referenciado en el capítulo 2, en el subtema de la gasificación. Éste se enfoca en la producción de hidrógeno y electricidad por medio de gasificación de carbón en Chile. En la

<sup>41</sup> Richa Kothari et al., "Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods", (2006), Renewable and Sustainable Energy Reviews #12, pp 553-563



tabla 11 se despliegan los costos de los procesos de producción de hidrógeno obtenidos de esta tesis.

	[cUS <sub>2004</sub> /kWh]
Gas Natural (Henry Hub) EE.UU.(Oct. 2007)	2.2
Gas Natural en Chile (Oct. 2007)	1.9
Petróleo WTI (Oct.2007)	4.3
H <sub>2</sub> vía Gas Natural (2006)	5.4
H <sub>2</sub> meta DOE, EE.UU., para 2010	7.5
H <sub>2</sub> vía viento (2010)	13.7
H <sub>2</sub> vía Pirólisis de Biomasa (2010)	8.7
H <sub>2</sub> vía Paneles solares (2010)	66.1
H <sub>2</sub> vía FotoBio producción (2010)	40.6
H <sub>2</sub> vía Gasificación de carbón (2010)	3.3

Tabla 11. Costo de producción de hidrógeno y otros recursos energéticos.

Fuente: Diaz, 2007.

Para poder comparar los valores obtenidos de este documento con los de otros artículos se deben transformar éstos a la unidad que se ha decidido utilizar, dólares por kilogramo de hidrógeno producido (USD/kg de H<sub>2</sub>), para lo cual se utilizan las siguientes igualdades.

$$1 \text{ USD} = 100 \text{ US\$}$$

$$1 \text{ kg de H}_2 = 33.33 \text{ kWh}_{\text{th}} \text{ (Peretti)}^{42}$$

Por lo tanto:

$$1 [\text{US\$}/\text{kWh}_{\text{th}}] = 0.3333 [\text{USD}/\text{kg de H}_2] \quad (11)$$

De este modo, la tabla 11 con el cambio de unidades da lugar a la tabla 12, en la cual únicamente se expone el costo total de la producción de hidrógeno de seis fuentes de energía. Cabe mencionar que como se puede apreciar que en la tabla 11 se tenían dos valores para el RMV. Se decidió tomar la proyección para 2010, ya que los valores para el resto de las tecnologías están proyectados al mismo año.

<sup>42</sup> Hernán Américo Peretti y Amaldo Visitin, "Hidrógeno, combustible del futuro: ¿Por qué, cómo y dónde?", consultado en mayo de 2013 en <http://www.inifta.unlp.edu.ar/extension/Hidrogeno.pdf>

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción (USD/kg de H <sub>2</sub> )
RMV meta DoE, EUA, para 2010	2.5
EA (2010)	4.57
GB (PB)* (2010)	2.9
ECF (2010)	22.03
FotoBio producción (2010)	13.53
GC (2010)	1.01

Tabla 12. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno.

Fuente: Diaz, 2007.

Cabe destacar que en este caso el dato que se tiene para la gasificación de biomasa en realidad se refiere a pirolisis de biomasa. Sin embargo, por la semejanza en los procesos se consideró conveniente englobarlos en una sola alternativa.

#### 4.2.1.1.4 Wokaun, 2004. Suiza.

En un resumen ejecutivo de una serie de seminarios sostenidos en el Instituto Paul Scherrier (PSI, por sus siglas en inglés) durante el primer semestre del 2004, titulado “El papel del hidrógeno en un futuro sistema energético sustentable” y bajo la interrogante de: ¿bajo qué circunstancias la economía del hidrógeno tiene sentido?, se encuentra un gran contenido de información relevante y coherentemente redactada acerca del hidrógeno como vector energético.

De esta información se obtuvo la tabla 13, en la cual se exponen los costos de cuatro procesos de producción de hidrógeno.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción
RMV	2.0 - 3.0 [US\$/kWh <sub>th</sub> ]
OPP	3.5 - 5 [US\$/kWh <sub>th</sub> ]
GC	4.5 - 6.5 [US\$/kWh <sub>th</sub> ]
GB	10 [USD/GJ]

Tabla 13. Costo total para la producción de hidrógeno.

Fuente: Wokaun, 2004.

Al igual que en el subtema pasado se deben transformar los costos contenidos en la tabla 13 a USD/kg de H<sub>2</sub>, para lo cual se utilizan las siguientes igualdades.

$$1 \text{ GJ} = 277.77 \text{ kWh}_{th}$$

$$1 \text{ kg de H}_2 = 33.33 \text{ kWh}_{th}$$

Por lo tanto:

$$1 \text{ [USD/GJ]} = 0.119988 \text{ [USD/kg de H}_2\text{]} \quad (12)$$

Teniendo como unidades USD/kg de H<sub>2</sub> y obteniendo el promedio entre el menor y el mayor valor del rango de costo total de producción por tecnología la tabla 13 se reestructura de la siguiente manera en la tabla 14.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción (USD/kg de H <sub>2</sub> )
RMV	0.83
OPP	1.42
GC	1.83
GB	1.2

Tabla 14. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno.

Fuente: Wokaun, 2004.

#### 4.2.1.1.5 Wietschel, 2004. Suiza.

En el mismo reporte del punto anterior también se presenta el gráfico mostrado en la figura 20, que presenta datos del costo total de hidrógeno entregado. Este costo se encuentra desglosado en los costos de producción de hidrógeno, almacenamiento, transporte y de ser necesario secuestro de CO<sub>2</sub>, electricidad generada, licuefacción, entre otros. Este hidrógeno es producido en plantas centralizadas, a partir de distintos procesos, ya sea en forma gaseosa o líquida, con o sin secuestro de CO<sub>2</sub>.

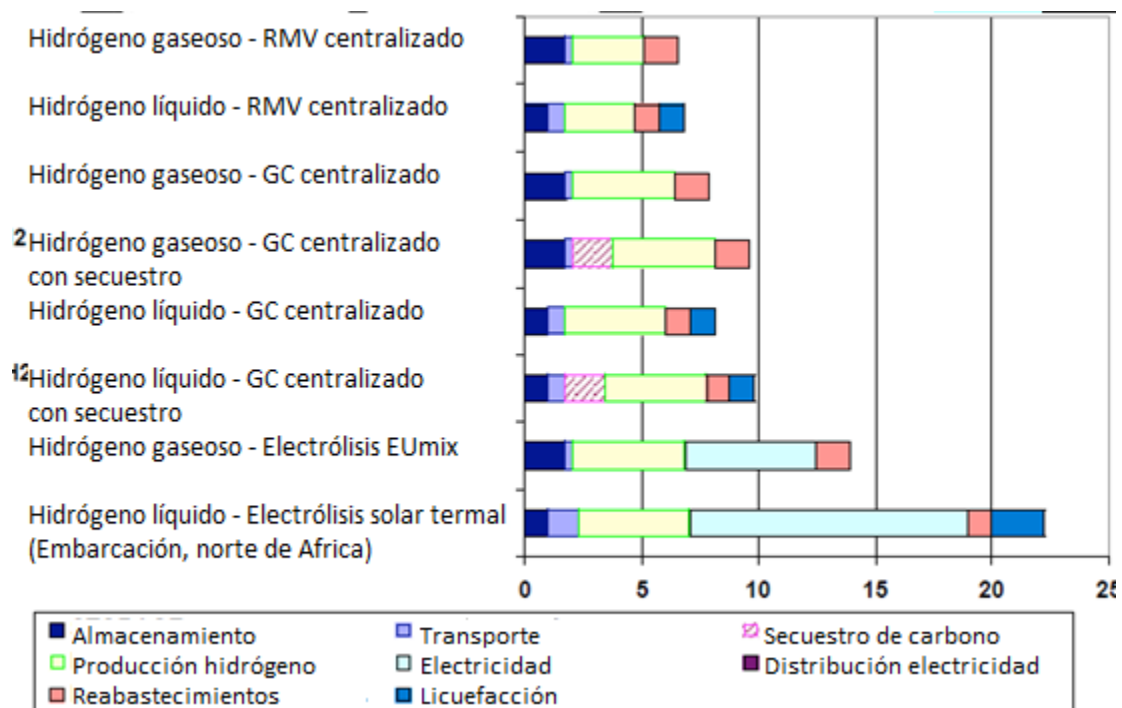


Figura 20. Costo total del hidrógeno entregado (€/kWh) de análisis de cadenas completas.

Fuente: Wokaun, 2004

En esta gráfica se utilizan los siguientes acrónimos: GH2: Hidrógeno gaseoso, LH2: Hidrógeno líquido, NG: Gas natural, EU-mix: Electricidad con la mezcla de tecnologías de EUA, sot. NA: Planta solar termal en el norte de África.

En base a este gráfico se generó la tabla 15 que expone los costos totales de producción de hidrógeno a partir de varias alternativas.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción (€/kWh)
RMV-GH2	6.6
RMV-LH2	6.9
GC-GH2	7.9
GC-GH2-CS	9.6
GC-LH2	8.2
GC-LH2-CS	9.8
Emix (EU)-GH2	13.9
E(sot.NA)-LH2	22.3

Tabla 15. Costo total para la producción de hidrógeno en centavos de euros por kilowatt hora de hidrógeno.

Fuente: Wokaun, 2004.

Para actualizar los valores de €/kWh a USD/kg de H<sub>2</sub>, se utiliza el valor de cambio de euro a dólar promedio de 2004, que se obtuvo en la tabla 16.

Mes	USD/Euro
Enero	1.2608
Febrero	1.2637
Marzo	1.2263
Abril	1.1991
Mayo	1.1998
Junio	1.2132
Julio	1.2274
Agosto	1.2199
Septiembre	1.2210
Octubre	1.2510
Noviembre	1.3017
Diciembre	1.3394
Promedio	1.2436

Tabla 16. Tasa de cambio dólares a euros 2004.

Fuente: <http://www.datosmacro.com/divisas/usa?dr=2004-12>.

Al igual que en los incisos anteriores es necesario hacer el cambio de unidades de €/kWh a USD/kg de H<sub>2</sub>, utilizando las igualdades siguientes.

$$1 \text{ €} = 1.2436 \text{ USD}$$

1 kg de H<sub>2</sub> = 33.33 kWh<sub>th</sub>

Por lo tanto:

$$1 [\text{€}/\text{kWh}_{\text{th}}] = 0.4145 [\text{USD}/\text{kg de H}_2] \quad (13)$$

Debido a que el costo de cada tecnología varía, según el estado en que se entregue el H<sub>2</sub> y si hay o no plantas de secuestro de carbono y ya que, esas suposiciones no se hacen en ninguna otra referencia, se tomarán las opciones más baratas, entregadas en estado gaseoso y sin secuestro de CO<sub>2</sub>. De este modo, al realizar estas consideraciones y convertir los valores a USD/kg de H<sub>2</sub> se obtiene la tabla 17.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de la producción (USD/kg de H <sub>2</sub> )
RMV-GH2	2.74
GC-GH2	3.27
Emix (EU)-GH2	5.76
E(sot.NA)-LH2	9.24

Tabla 17. Costo total para la producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno.

Fuente: Wokaun, 2004.

#### 4.2.1.1.6 Promedio del costo total de producción de hidrógeno.

En los incisos anteriores queda claro que el costo de la producción de hidrógeno no es definitivo, al contrario, es muy sensible a gran cantidad de variables geopolíticas, económicas e incluso de metodología de cálculo por parte de las fuentes. De ahí que para tener valores más fidedignos se usan los resultados de varios estudios, tomados de diversas fuentes, en distintas regiones y se calcula el valor promedio. En la tabla 18 se puede ver, como resumen de los incisos anteriores, el costo total de la producción de hidrógeno para una amplia variedad de procesos basado en distintas fuentes de información.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción(USD/kg de H <sub>2</sub> )				
	Petros Grecia 2007	Richa India 2006	Díaz Chile 2010	Wokaun Suiza 2004	Wietschel Suiza 2004
GC	22.37	-	1.1	1.83	3.27
OPP	16.07	-	-	1.42	-
RMV	32.75	2.41	2.5	0.83	2.74
GB	23.78	-	2.9	1.2	-
EPH	1.4	2.39	-	-	-
EA	36.75	3.32	4.57	-	-
ECF	17.36	19.41	22.03	-	-
EMmix	-	3.59	-	-	5.76
FotoBioproducción	-	-	13.53	-	-
EL(sot NA)-LH2	-	-	-	-	9.24

Tabla 18. Matriz de costo total de producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno, basado en 5 fuentes de información.

En la tabla 18 se puede ver que los datos a pesar de provenir de distintas fuentes no varían en un factor superior a dos, con una excepción (Pilavachi, 2009)<sup>40</sup>, en el cual la mayoría de las tecnologías varían por un factor de casi diez, con la excepción de la electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas y de plantas fotovoltaicas. En consecuencia, se consideró apropiado retirar todos los valores de ese artículo del cálculo. Del mismo modo no se tomarán en cuenta las tecnologías de fotobioproducción de hidrógeno y la producción de hidrógeno mediante plantas de tipo solar-termal por falta de datos en otros indicadores. En consecuencia la tabla 18 da paso a la tabla 19.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción(USD/kg de H <sub>2</sub> )			
	Richa India 2006	Díaz Chile 2010	Wokaun Suiza 2004	Wietschel Suiza 2004
GC	-	1.1	1.83	3.27
OPP	-	-	1.42	-
RMV	2.41	2.5	0.83	2.74
GB	-	2.9	1.2	-
EPH	2.39	-	-	-
EA	3.32	4.57	-	-
ECF	19.41	22.03	-	-
EMmix	3.59	-	-	5.76

Tabla 19. Matriz corregida de costo total de producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno, basado en 4 referencias.

Para promediar los valores es conveniente llevarlos a un mismo año de referencia considerando la tasa de inflación, en este caso el 2010. Ya que se ha tomado información de diversas fuentes en distintas regiones, además de que no se sabe si los valores de las referencias fueron tomados de las mismas fuentes y/o si la cotización involucraba tecnología local o precios ajenos al país, el cálculo de la inflación no puede ser exacto. Por lo tanto dado que las tasas de inflación de distintos países son muy diferentes, los cálculos pueden tener un mayor grado de incertidumbre. Se decidió considerar la tasa de inflación para el dólar, ya que es la moneda a la que se normalizaron los datos. La inflación del dólar americano se ve representada en la tabla 20.

Año	EUA
2004	2.8%
2005	3.3%
2006	3.2%
2007	2.9%
2008	2.2%
2009	0.9%
Inflación (2004-2009)	16.29%
Inflación (2006-2009)	9.51%

Tabla 20. Tasa inflacionaria de Estados Unidos 2004 al 2009.

Fuente: Banco mundial<sup>43</sup>.

<sup>43</sup> Banco Mundial, "Inflación, índice de deflación del PIB (%anual)", consultado en Junio del 2013 en <http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.DEFL.KD.ZG/countries>

Para llevar los valores del año de referencia al año 2010 se debe utilizar la ecuación 14.

$$C_{(a+1)} = C_a(1 + TI_a) \quad (14)$$

Donde,  $C$  es el costo de producción del hidrógeno,  $a$  es el año al que se refiere y  $TI$  es el promedio anual de la tasa de inflación.

Considerando la inflación, los valores en dólares del 2010 se representan en la tabla 21.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción(USD/kg de H <sub>2</sub> )			
	Richa India 2010	Díaz Chile 2010	Wokaun Suiza 2010	Wietschel Suiza 2010
GC	-	1.1	2.13	3.8
OPP	-	-	1.66	-
RMV	2.63	2.5	0.96	3.18
GB	-	2.9	1.4	-
EPH	2.62	-	-	-
EA	3.64	4.57	-	-
ECF	21.26	22.03	-	-
EMmix	3.93	-	-	6.7

Tabla 21. Matriz final del costo total de producción de hidrógeno en dólares por kilogramo de hidrógeno, basado en 4 referencias.

Al obtener el promedio de los costos de producción de hidrógeno para los procesos de la tabla 21, se obtiene la tabla 23, la cual adicionalmente tiene los costos totales de producción estimados que tendrán las tecnologías nucleares, tanto la producción del hidrógeno mediante la electrólisis de alta temperatura como el ciclo termoquímico de azufre yodo (S-I), tabla 22. Cabe destacar que aunque hubiera sido preferible tomar datos del costo total de producción del hidrógeno mediante estas tecnologías de las mismas referencias que del resto de las tecnologías, en ninguna de ellas fueron consideradas estas alternativas, mientras que en lo que concierne a esta tesis son relevantes y deben ser evaluadas también.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	USD/kg de H <sub>2</sub>	Proceso de producción de H <sub>2</sub>	€/kg de H <sub>2</sub>	USD/kg de H <sub>2</sub>
S-I N [44]	7.54	EATN [46]	2.1	2.60
S-I N [44]	6.56	EATN [46]	4.7	5.83
S-I N [44]	9.77	EATN [43]		3.89
S-I N [45]	5.07	EATN [43]		9.54
S-I N [45]	6.02	EATN [43]		5.82
Promedio	6.99	Promedio		5.54

Tabla 22. Costo de producción de hidrógeno de recurso nuclear mediante ciclo de Yodo-Azufre y electrólisis de alta temperatura.

Fuente: Ortiz, 2011<sup>44</sup>. Solórzano, 2011<sup>45</sup>. Khamis, 2010<sup>46</sup>. Pierre<sup>47</sup>.

<sup>44</sup> Ortiz, Carlos. "Análisis económico de la producción de hidrógeno mediante electrólisis de alta temperatura con energía nuclear", 2011.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Costo total de producción (USD/kg de H <sub>2</sub> )
GC	2.34
OPP	1.66
RMV	2.32
GB	2.15
S-I N	6.99
EATN	5.54
ECF	21.65
EA	4.11
EPH	2.62
Emmix	5.32

Tabla 23. Costo total promedio de la producción de hidrógeno por tecnología.

#### 4.2.1.2 *Indicador de tendencia de los precios de las energías. (TPE)*

Este indicador revela la expectativa que hay sobre el futuro precio de los energéticos, cabe mencionar que ninguna de las publicaciones de indicadores de desarrollo sostenible u otras publicaciones afines de la bibliografía utiliza este indicador, quizá por lo complicado que es predecir el comportamiento de los precios de las energías por su recurso energético. Por otro lado, sí es común que se utilicen las reservas de los recursos energéticos, el cual es un indicador que se relaciona con la tendencia a futuro de los precios.

El indicador de las reservas de recursos energéticos evalúa cuánto tiempo queda de consumo de los energéticos que se utilizan para obtener el hidrógeno, considerando las reservas probadas y dado el consumo actual de éstos para cualquier sector (este indicador no considera las reservas probables, posibles recursos no convencionales, ni recursos no identificados). Para justificar éste como un indicador económico se debe considerar que siempre se extraerán los recursos más fáciles y de menor costo primero. Por lo que al extraer los recursos más fáciles, se reduce la calidad de los recursos restantes, dejando los recursos de baja calidad a las generaciones futuras. Quienes experimentarán el daño referente a los recursos ya que tendrán que emplear más esfuerzo para extraer los recursos que queden, por lo tanto mayor energía y mayor inversión. Este esfuerzo adicional se expresa como “excedente de energía”.

En la figura 21 se puede ver cómo el descubrimiento de yacimientos de petróleo ha descendido hasta una media de unos 6 gigabarriles (Gb) por año. Por otro lado la extracción casi se ha multiplicado por diez. Las llamadas “grandes bolsas” se han explotado casi por completo. El

<sup>45</sup> Solórzano, Cuauhtémoc. “Análisis económico de la producción de hidrógeno mediante el proceso termoquímico Yodo-Azufre con energía nuclear”, 2011.

<sup>46</sup> I. Khamis, U.D. Malshe, “HEEP: A new tool for the economic evaluation of hydrogen economy”, ELSEVIER, 2010.

<sup>47</sup> Pierre, Jean and Capitaine, Alain. “Hydrogen production by high temperature electrolysis of water vapour and nuclear reactors”



conocimiento actual de geología está tan desarrollado que es poco probable que se descubran más grandes bolsas (Hirschberg, 2004)<sup>48</sup>.

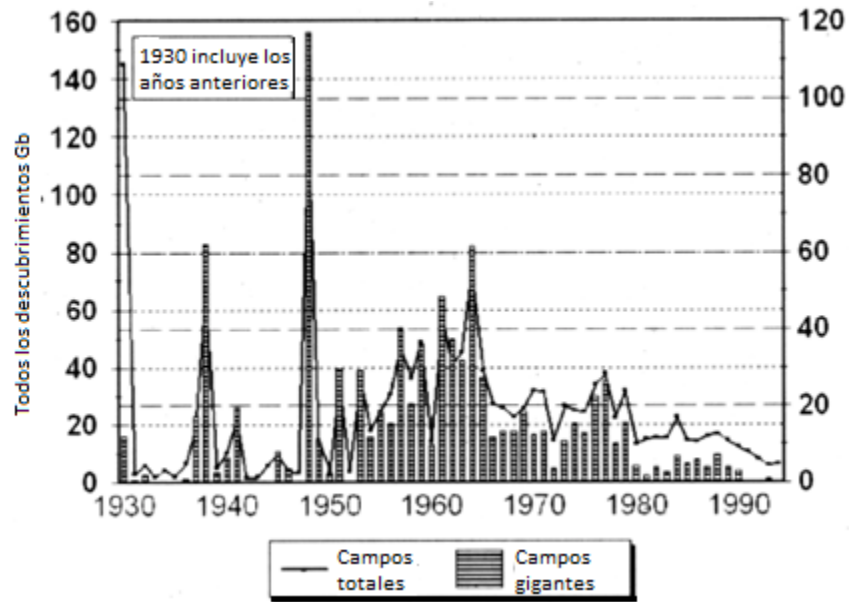


Figura 21. Descubrimiento de yacimientos de petróleo.

Fuente: Hirschberg, 2004

En la tabla 24 podemos ver las reservas probadas de los energéticos que pueden ser materia prima para la obtención de hidrógeno, en el caso de los recursos renovables se expone que el número de años de disponibilidad para las energías renovables es infinito, ya que por su definición son recursos que se pueden restituir a una velocidad mayor a la de su consumo, lo cual complica los cálculos de normalización de este parámetro para los métodos de análisis de decisión, ya que cualquier valor se vuelve insignificante al compararse con el concepto de infinito. A pesar de que los recursos renovables son inagotables, eso no significa que su explotación también lo sea. La capacidad a instalar está limitada por la calidad del recurso en los distintos sitios geográficos.

Recurso energético	Años
Carbón [9]	112
Petróleo [7]	54.2
Gas natural [8]	63.6
Nuclear	78
Biomasa	∞
Hidrológico	∞
Eólico	∞
Solar	∞

Tabla 24. Reservas mundiales de recursos energéticos

Fuente: Secretaria de Energía, 2007. Secretaria de Energía 2012. British Petroleum, 2012.

<sup>48</sup> Stefan Hirschberg, et al., "Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation", 2004, Suiza.

Se ha decidido utilizar el indicador de tendencia de los precios a futuro en vez de las reservas, ya que las reservas aunque se relacionan directamente con los costos, no son un reflejo claro del precio a futuro, además de los problemas de cálculo ya mencionado.

En base a la información presentada en la figura 5 (expuesta en el capítulo 2), podemos darnos una idea del comportamiento que podrían tener los precios de los combustibles para el 2026. De este modo podemos obtener la tasa media de crecimiento anual del costo de energéticos para los recursos no renovables, tabla 25, y utilizarlo como indicador, en el caso de las energías renovables, ya que no usan combustibles, el indicador que tomaremos en cuenta es la tasa media de crecimiento anual del costo por unidad de energía generada, tabla 26. La proyección del costo de los combustibles es para el caso de México. Sin embargo las variaciones en el precio de la mayoría de los energéticos suelen ser mínimas a nivel global, excepto para el gas natural, cuya transportación es más complicada y costosa. El precio de los energéticos para algunas economías cerradas, también pueden variar mucho, pero no es un tema relevante para esta tesis.

Recurso energético	Pecio estimado 2020	Precio 2010	Tmca
	USD/millon btu		%
Gas natural	5.8	4.7	2.13
Combustóleo	11.2	11.3	-0.09
Carbón	3	3	0
Nuclear	0.9	0.8	1.18

Tabla 25. Tasa media de crecimiento anual para el precio de energéticos en México.

Fuente: Secretaría de Energía, 2012<sup>31</sup>.

Se puede ver que el energético cuyo precio tiene mayor tasa media de crecimiento anual es el gas natural, mientras que el combustóleo tiene la menor, esto se debe a que las fracciones pesadas de petróleo cada vez tienen menor demanda, en contraste con el “boom” del gas natural, cuya demanda tiene un gran crecimiento a nivel global. Por otro lado las tasas para el carbón y el uranio son intermedias, pero estos energéticos son por mucho los energéticos más baratos.

Recurso energético	Costo estimado 2020	Precio 2011	Tmca
	USD/MWh		%
Biomasa	125	160	-2.71
Hidro	90	140	-4.79
Eólica	65	100	-4.67
Fotovoltaica	220	475	-8.2

Tabla 26. Tasa media de crecimiento anual del costo por unidad de energía renovable.

Fuente: Secretaría de Energía, 2012<sup>49</sup>.

Por otro lado las energías renovables están bajando su costo, principalmente por el aumento en la demanda, así como los avances en ciencia y tecnología. Se puede ver que la industria fotovoltaica

<sup>49</sup> Secretaría de Energía, “Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026”, (2012), consultado en Junio de 2013 en [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PER\\_2012-2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf)

es la tecnología con una tasa media de crecimiento anual negativa más pronunciada, seguida de las tecnologías hidroeléctricas, eólica y finalmente biomasa.

A pesar de que para los combustibles fósiles y nuclear se obtuvo la tasa media de crecimiento anual para el costo de los energéticos y para los recursos renovables se obtuvo la tasa media de crecimiento anual de costo por unidad de energía, se pueden comparar ya que el costo del energético abarca la mayor parte del costo total de la energía generada por las plantas convencionales.

La tasa media de crecimiento anual para el mix mundial de energía del 2010 se calcula en la tabla 26. Utilizando la tasa media de crecimiento anual para cada tecnología, valor que se multiplica por el porcentaje de participación de cada energético en el mix mundial en 2010, obteniendo la contribución que tienen a la tasa media de crecimiento anual de costo por unidad de energía del mix mundial; las contribuciones parciales son sumadas para obtener la tmca total. La contribución de los energéticos al mix mundial de energía a 2010 fueron obtenidos de la publicación Key World Energy Statistics 2012 (International Energy Agency, 2012)<sup>6</sup>.

Energético	Tmca (%)	% mix mundial 2010	Contribución
Carbón	0	40%	0
Petróleo	-0.09	4.60%	-0.004
Gas natural	2.13	22.20%	0.47
Nuclear	1.18	12.90%	0.15
Hidro	-4.79	16%	-0.77
Otros	-4.5	3.70%	-0.17
Tmca mix mundial			-0.31

Tabla 27. Aproximación de la tasa media de crecimiento anual de costos por unidad de energía.

En la tabla 27, dentro de los otros energéticos están los recursos geotérmicos, solares, eólicos y de biomasa. Por lo tanto se le asignó un valor medio de tasa media de crecimiento anual afín a las energías renovables.

La tabla 28 resume el indicador de tendencia de los precios de las energías de las tecnologías evaluadas.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Tmca (%)
GC	0
OPP	-0.09
RMV	2.13
GB	-2.71
S-I N	1.18
EATN	1.18
EPH	-4.79
EA	-4.67
ECF	-8.2
EMmix	-0.37

Tabla 28. Indicador de tendencia de precio de las energías por tecnología.

#### 4.2.1.3 *Indicador de sensibilidad al incremento de precio de los energéticos primarios. (SIPE)*

Dentro de la bibliografía no se tiene este indicador para la producción de hidrógeno. Sin embargo, sí se cuenta con un indicador de sensibilidad al incremento de precio de los energéticos primarios para la producción de energía eléctrica (Hirschberg, 2004)<sup>48</sup>. La tabla 29 muestra este indicador, el factor puede ir desde 1, si el incremento en el energético no afecta significativamente el costo del hidrógeno, hasta 2, si el indicador únicamente depende del precio del energético. Este indicador se puede adaptar para aproximar la sensibilidad del precio del hidrógeno al incremento del precio de los energéticos primarios. Para los procesos de electrólisis es un sustituto casi ideal. Por otro lado aunque para los otros procesos químicos (reformado, gasificación, etc.) no es un sustituto ideal es bastante útil para realizar consideraciones y aproximar valores para el propósito de esta tesis.

Recurso energético	Factor
Carbón	1.5
Petróleo	1.8
Gas natural	1.8
Nuclear	1.3
Hidroeléctrico	1
Eoloeléctrico	1.03
Fotovoltaico	1.1

Tabla 29. Sensibilidad del costo de la electricidad a un incremento del 100% al precio del energético.

Los procesos de producción de hidrógeno que son más sensibles al cambio de precio de los recursos energético son los que el costo total de producción de hidrógeno está más vinculado a la materia prima, que principalmente se refiere al energético, que a los costos de inversión capital, operación y mantenimiento.

Para transformar los valores dados para la electricidad a hidrógeno del indicador de sensibilidad al incremento del precio de los energéticos. Primero se consideró que el factor obtenido para los recursos energéticos que se utilizan para producir hidrógeno a partir de electrólisis no cambia significativamente para la producción de hidrógeno, ya que si bien el electrolizador implica un mayor costo de infraestructura, operación y mantenimiento, éste se compensa con que se necesita mayor cantidad de energía, y por lo tanto del energético, para producir el hidrógeno, por la eficiencia de la electrólisis (entre 60 y 80% (Abengoa)<sup>50</sup>). Por otro lado puede parecer poco común que se les asigné un valor al recurso hídrico, eólico y solar, siendo que no tiene costo ni la radiación solar, ni el viento, ni el agua que fluye en un río, pero los valores han sido calculados por los expertos del instituto Paul Scherrer, un prestigioso instituto en temas de desarrollo sostenible. Los cálculos para obtener esos valores no están expuestos en el documento. Sin embargo, es posible que algunas de las razones sean que se les atribuye un costo porque se paga una renta a las tierras cercanas para no interferir con estos recursos o la energía proveniente de combustibles fósiles que se ocupa en la operación y mantenimiento de las plantas.

<sup>50</sup> "SET-TE: Producción de hidrógeno", consultado en Junio del 2013 en [http://www.energiaycambioclimatico.com/export/sites/foro/resources/pdf/programa\\_investigacion/investigacion/101126\\_SET-TE\\_H2.pdf](http://www.energiaycambioclimatico.com/export/sites/foro/resources/pdf/programa_investigacion/investigacion/101126_SET-TE_H2.pdf)

El caso del gas natural para la producción de hidrógeno es similar al de la electricidad, la inversión capital no es tan alta, ya sea para capacidades centralizadas o distribuidas, por lo cual es muy sensible a los cambios de precios y se le mantuvo el valor de 1.8 para la producción de hidrógeno. El petróleo por su parte requiere de más infraestructura para la oxidación parcial, es por eso que es competitiva en grandes capacidades de producción, lo cual lo hace un poco menos sensible al incremento de precio del energético, por lo tanto se le asigna un valor ligeramente menor, un factor de 1.7. Al carbón se le ha asignado un factor de 1.5, ya que se considera que el costo capital mantiene la misma proporción respecto a los costos de materia prima, operación y mantenimiento que en una planta carboeléctrica. La biomasa utiliza gasificadores similares a los utilizados para el carbón, pero se considera que el costo de la biomasa es ligeramente menor que el del carbón. Por lo tanto, la relación de los costos de materia prima contra los demás costos es un poco menor, por lo cual se le asignó un factor de 1.4.

De las alternativas de hidrógeno producido mediante el recurso nuclear, a la electrólisis a alta temperatura, como los demás procesos de electrólisis se le asigna el mismo valor. Para la producción en base al ciclo termoquímico de yodo-azufre, también se tomará el mismo valor, ya que la mayor parte de la cadena de procesos no cambia, excepto por el tipo de energía que se utiliza, mientras la electrólisis de alta temperatura utiliza energía eléctrica y térmica, los ciclos termoquímicos utilizan casi únicamente energía térmica. Sin embargo, este cambio no provocaría un cambio significativo en el factor de sensibilidad al precio del energético primario para la producción de hidrógeno.

Finalmente para obtener el factor de sensibilidad del costo de producción de hidrógeno al incremento del precio del energético para la electrólisis a partir de la mezcla de tecnologías antes que nada se debe considerar que, por basarse en una mezcla de energéticos, es poco probable que todos incrementen su precio al doble, aunque si es probable que al elevarse el precio de algún energético los otros también tiendan a ascender. Siempre se buscará en el mix de electricidad utilizar las tecnologías menos costosas, por lo cual no necesariamente se seguirán usando con la misma intensidad las tecnologías del energético que aumente más su costo. Aun así, en el método propuesto para aproximar este valor, se considera que todos los energéticos se elevan al doble, ya que el energético es la electricidad y, ésta si puede elevar su precio al doble, a pesar de provenir de distintas tecnologías de generación. El método utilizado fue multiplicar el factor de sensibilidad del costo de la electricidad al incremento de cada energético por el porcentaje que representa éste en el mix mundial, tabla 30.

Energético	% mix mundial 2010	Factor	Contribución
Carbón	40%	1.5	0.6
Petróleo	4.60%	1.8	0.0828
Gas natural	22.20%	1.8	0.3996
Nuclear	12.90%	1.3	0.1677
Hidro	16%	1	0.16
Otras	3.70%	1.1	0.0407
Factor mix mundial			1.4508

Tabla 30. Factor de sensibilidad del costo de producción del hidrógeno al incremento de un energético para la electrólisis a partir del mix mundial.

Al igual que en el inciso anterior, se le asignó un factor de 1.1 a otras ya que se compone de tecnologías renovables. De este modo se constituye la tabla 31.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Factor
GC	1.5
OPP	1.7
RMV	1.8
GB	1.4
S-I N	1.3
EATN	1.3
EPH	1
EA	1.03
ECF	1.1
EMmix	1.45

Tabla 31. Sensibilidad del costo del hidrógeno por incremento al 100% al precio del energético

#### 4.2.1.4 Comentarios finales del criterio económico.

Se han elegido tres indicadores para representar al criterio económico, todos ellos tienen un peso importante para el mismo y están bien documentados.

El costo total de producción de hidrógeno es el indicador más importante y sobre el cual pesa más actualmente la selección de un proceso de producción de hidrógeno. Los otros dos indicadores se refieren al precio de los energéticos, pero con un enfoque distinto, la sensibilidad al incremento de precio de los energéticos primarios representa el riesgo que conlleva cada alternativa, mientras que la tendencia a futuro de los precios de los energéticos representa el incremento que se espera de los mismos. La tabla 32 sintetiza los indicadores económicos.

Indicador	Unidad	Procesos de producción de hidrógeno									
		GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
CTP	USD/kg de H <sub>2</sub>	2.34	1.66	2.32	2.15	6.77	4.22	2.62	4.11	21.65	5.32
TPE	tmca	0	-0.09	2.13	-2.71	1.18	1.18	-4.79	-4.67	-8.2	-0.37
SIPE	Factor	1.5	1.7	1.8	1.4	1.3	1.3	1	1.03	1.1	1.45

Tabla 32. Indicadores de sustentabilidad económica para la producción de hidrógeno.

Hay otros indicadores que se suelen utilizar para evaluar la sustentabilidad económica, pero no se consideraron apropiados para esta tesis o la información de los factores para estos indicadores no es suficiente, por ejemplo:

- Factores geopolíticos. Un indicador que se refiere a la seguridad de suministro de los energéticos basado en la estabilidad de los países de su origen. Sin embargo, el indicador está basado en juicios subjetivos, también hay ocasiones en las que se juzga que tan concentrados están los energéticos en pocos países, pero para la demanda actual de hidrógeno la concentración de los energéticos no es tan relevante.
- Reservas de recursos no energéticos. Se refiere al desgaste de recursos no energéticos, principalmente los recursos minerales, pero es difícil encontrar información del contenido exacto de minerales como hierro y cobre para las plantas productoras de hidrógeno. Además estos recursos no tienen un rol significativo en el costo de estas plantas.

#### 4.2.2 Criterio ambiental.

Los indicadores ambientales son motivo de polémicas, la primera de los cuales es la propia definición de medio ambiente. Hay definiciones que agrupan a la calidad del medio ambiente, los daños a la salud humana y a los recursos naturales. En el caso de esta tesis, el daño a los recursos naturales se asignó dentro del criterio económico y la salud humana se asignó dentro del criterio social. En otras ambigüedades destacan el cómo se deben evaluar los daños ambientales y cómo determinar el alcance del análisis.

En cuanto a cómo evaluarlo, el método más común, aunque no el que se considera el mejor, es analizando la cantidad de CO<sub>2</sub> que genera una planta o sistema como único indicador como en las referencias de (Kothari, 2006)<sup>41</sup> y (Pilavachi, 2009)<sup>40</sup>. Sin embargo, las emisiones de CO<sub>2</sub> no son el único daño ambiental que generan las plantas de producción de hidrógeno, hay otros desechos (sólidos, líquidos o gaseosos) que también pueden provocar un impacto ambiental significativo.

En cuanto al alcance del análisis, contabilizar los desechos solamente durante la operación de la planta de producción de hidrógeno trae como resultado un estudio incompleto. Sí bien en términos generales la operación de las plantas concentran la mayor parte de las emisiones, no se deben descartar las emisiones generadas para manufacturar tanto los equipos instalados dentro de la planta, como la misma estructura de ésta, de igual modo las emisiones que representa la disposición final de los desechos de la planta durante y al finalizar su vida útil.

El impacto ambiental de un producto inicia con la extracción de las materias primas y termina cuando la vida útil del producto finaliza, convirtiéndose en un residuo que ha de ser gestionado adecuadamente. Esta cadena que va 'desde la cuna hasta la tumba' es lo que se denomina ciclo de vida de un producto (Blanca, 2003)<sup>51</sup>.

El análisis del ciclo de vida (ACV) de un producto es una metodología que intenta identificar, cuantificar y caracterizar los diferentes impactos ambientales potenciales, asociados a cada una de las etapas del ciclo de vida de un producto (Blanca, 2003)<sup>51</sup>. Básicamente, se enfoca al rediseño de productos bajo la consideración de que los recursos energéticos y materias primas no son ilimitados y que, normalmente, se utilizan más rápido de lo que se restituyen o de lo que surgen nuevas alternativas. La figura 22 muestra cómo se constituye un ACV.

---

<sup>51</sup> Romero Blanca. "El análisis del ciclo de vida y la gestión ambiental", (2003) consultado en mayo de 2013 en <http://www.iie.org.mx/boletin032003/tend.pdf>

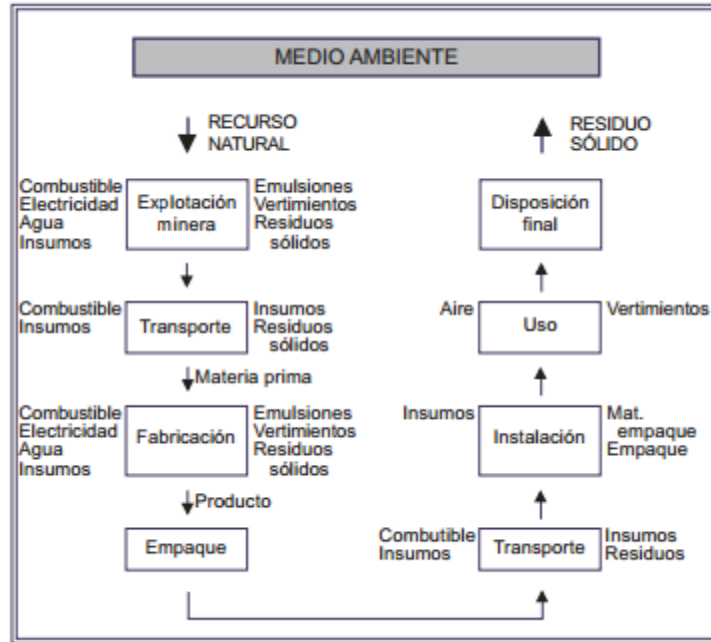


Figura 22. Diagrama del Análisis de ciclo de vida.

Fuente: Blanca, 2003

La Organización Internacional para la Estandarización (ISO, por sus siglas en inglés) ha desarrollado una serie de estándares enfocados a la Administración o Gestión Ambiental. Estos estándares incluyen las series ISO-14040 sobre el ACV, que son de carácter voluntario.

El ACV proporciona información valiosa que permite a los empresarios tomar decisiones dirigidas a mejorar el desempeño ambiental de sus productos y/o servicios. Además refleja ventajas comparativas y competitivas al proporcionar todos los elementos de análisis, a las empresas que deseen certificar sus productos bajo el esquema de etiquetas ambientales.

El ACV se originó casi simultáneamente en Estados Unidos y Europa. Si bien el primer ACV fue realizado en 1969 por el Midwest Research Institute (MRI) para Coke (Coca-Cola), donde la premisa fundamental fue disminuir el consumo de recursos y, por lo tanto, disminuir la cantidad de emisiones al ambiente. A partir de los años ochenta la aplicación del ACV se incrementó. En esta misma década fue cuando se desarrollaron dos cambios importantes: primero, los métodos para cuantificar el impacto del producto en distintas categorías de problemas ambientales (tal como el calentamiento global y agotamiento de los recursos); y segundo, los estudios de ACV comenzaron a estar disponibles para uso público.

En 1993, la Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) formuló el primer código internacional: Código de prácticas para el ACV (Code of Practice for Life Cycle Assessment), con el fin de homogeneizar los diversos estudios realizados para que siguieran una misma metodología.

Posteriormente, la ISO apoyó este desarrollo para establecer una estructura de trabajo, uniformizar métodos, procedimientos y terminologías. Debido a que cada vez se agregaban nuevas etapas, se creaban metodologías, índices, programas computacionales dedicados a realizar ACV en plantas industriales, etc. A pesar de que en treinta años el ACV ha tenido un avance significativo, se reconoce que la técnica está en una etapa temprana de su desarrollo.



La norma ISO 14040:1997 establece que “el ACV es una técnica para determinar los aspectos ambientales e impactos potenciales asociados con un producto, lo cual se efectúa recopilando un inventario de las entradas y salidas relevantes del sistema; evaluando los impactos ambientales potenciales asociados a esas entradas y salidas, e interpretando los resultados de las fases de inventario e impacto en relación con los objetivos del estudio”.

La metodología considera una serie de fases de trabajo interrelacionadas, que siguen una secuencia definida, aunque en ocasiones es posible realizar un estudio no tan ambicioso obviando alguna fase, también a partir de los resultados de una fase pueden reconsiderarse las hipótesis de la fase anterior y reconducirla hacia el camino que ofrezca el nuevo conocimiento adquirido. El ACV es, por lo tanto, un proceso que se retroalimenta y se enriquece a medida que se realiza. De acuerdo con la ISO 14040, el ACV consta de cuatro fases: definición de los objetivos y alcance, análisis del inventario, evaluación del impacto e interpretación de resultados.

Es importante enfatizar que el objetivo de los ACV no es establecer el impacto exacto sobre la ecología o medio ambiente, sino dar una herramienta que permita tener la capacidad de comparar desde el punto de vista ecológico, principalmente, tecnologías que están en desarrollo contra tecnologías convencionales para los procesos (Dufour, 2012)<sup>52</sup>. Otra razón por la que los impactos no son contabilizados tan precisamente es porque los impactos relativos a las emisiones contaminantes dependen de la localidad donde se encuentre la fuente de emisiones contaminantes, factor que generalmente no se toma en cuenta en los ACV, que si bien tienen más de tres décadas depurándose se considera que aún es una herramienta no consolidada.

Los ACV miden los desechos generados o impactos provocados por unidad funcional, es decir, por el objeto o cantidad de material que se está produciendo. En el caso de esta tesis la unidad funcional es el kg de H<sub>2</sub> y los valores asignados para cada uno de estos indicadores han sido tomados de ACVs.

Los indicadores que se evaluarán son:

- Potencial de calentamiento global.
- Potencial de acidificación.
- Potencial de eutrofización.
- Transformación de tierra natural.

#### **4.2.2.1 *Indicador de potencial de calentamiento global. (PCG)***

Éste es el indicador ambiental más utilizado por lo que en la bibliografía encontramos mucha información al respecto. Sin embargo, es importante destacar que no toda la bibliografía considera el ciclo de vida completo al calcular el valor de las emisiones generadas. En la tabla 33 se muestran los valores obtenidos de la bibliografía para las distintas tecnologías aquí evaluadas, así como su valor promedio.

El indicador se mide en kilogramos de dióxido de carbono equivalente por kilogramo de hidrógeno producido (CO<sub>2eq</sub>/kg H<sub>2</sub>). El cambio climático es producto de favorecido por varios gases, los principales están enunciados en la tabla 6 en el capítulo 2, sin embargo se utiliza el CO<sub>2</sub> como unidad de medida, ya que, es la emisión más común. De este modo las emisiones de otros gases

---

<sup>52</sup> Javier Dufour, et al. “Life cycle assessment of alternatives for hydrogen production from renewable and fossil sources”, International Journal of Hydrogen Energy 37 (2012) 1173-1183.

son sustituidas en el cálculo por la cantidad de CO<sub>2</sub> que ocasionaría el mismo impacto, el daño se estima en cierto periodo de tiempo, usualmente a corto plazo, 25 años, a mediano plazo, 100 años y a largo plazo, 500 años. En la mayoría de estos análisis se especifica que el cálculo se realiza sobre mediano plazo (Blanca, 2003)<sup>51</sup>.

RMV	OPP	GC	GB	EPH	ECF	EA	EATN	S-I N
9.69[53]	9.46[56]	17.51[59]	5.5[54]	1.92[58]	2.12[53]	0.86[53]	2[67]	0.74[64]
12.8[54]	12.35[34]	11.3[57]	3.5[54]		2.3[58]	0.98[58]	0.84[59]	2.5[67]
11.89[55]		29.33[34]	3.4[54]		2.41[57]	0.98[59]		9.34[69]
9.71[56]			6.42[56]		3.67[62]	0.97[63]		0.3[66]
11.89[57]			4.32[56]			0.97[57]		0.45[66]
10.37[58]			3.3[55]			2.47[62]		10.5[66]
12.92[59]			1.79[61]					4.57[66]
13.7[52]			1.51[59]					0.6[68]
7.33[34]			5.6[59]					
7.1[60]			5.32[59]					
			5.89[34]					
			5.18[59]					
12.54	10.91	19.38	3.93	1.92	3.21	1.2	1.42	3.63

Tabla 33. Potencial de calentamiento global expresado en kg CO<sub>2</sub>eq/kg de H<sub>2</sub>

Fuente: Dufour, 2012, Granovskii, 2007<sup>53</sup>. Manish, 2008<sup>54</sup>. Spath, 2001<sup>55</sup>. Markevich, 2002<sup>56</sup>. Centikaya, 2012<sup>57</sup>. Koroneos, 2004<sup>58</sup>. Njakou, 2011<sup>59</sup>. Kikuchi, 2006<sup>60</sup>. Koroneos, 2008<sup>34</sup>. Granovskii, 2006<sup>61</sup>. Spath, 2004<sup>62</sup>. Ozbilen, 2010<sup>63</sup>. Ozbilen, 2012<sup>64</sup>. Giraldi, 2012<sup>65</sup>. Utgikar, 2006<sup>66</sup>. Solli, 2004<sup>67</sup>. Latin, 2009<sup>68</sup>.

<sup>53</sup> Granovskii M, Dincer I, Rosen MA. "Energetic life cycle assessment of hydrogen production from renewable". International journal of hydrogen energy 32 (2007) 461-471.

<sup>54</sup> Manish S, Banerjee R. "Comparison of biohydrogen production processes". International journal of hydrogen energy 33 (2008) 279-286.

<sup>55</sup> Spath Pamela, Mann Margaret. "Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming", (2001), consultado en Junio de 2013 en [http://www-pord.ucsd.edu/~sgille/mae124\\_s06/27637.pdf](http://www-pord.ucsd.edu/~sgille/mae124_s06/27637.pdf)

<sup>56</sup> Markevich M, Sonnemann GW, Castells F, Montane D. "Life cycle inventory analysis of hydrogen production by the steam-reforming process: comparison between vegetable oils and fossil fuels as feedstock". Green Chemistry 4 (2002) 414-423.

<sup>57</sup> Centikaya E. et al, "Life cycle assessment of various hydrogen production methods", International journal of hydrogen energy 37 (2012) 2071-2080.

<sup>58</sup> Koroneos C. et al., "Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes", International Journal of Hydrogen Energy 29 (2004) 1443 – 1450.

<sup>59</sup> Njakou Sylvestre, et al. "Comparative life cycle assessment of three biohydrogen pathways", Bioresource Technology 102 (2011) 2684–2694

<sup>60</sup> Ryunosuke Kikuchi. "Penetration of hydrogen-based energy system and its potential for causing global environmental change: Scoping risk analysis based on life cycle thinking". Environmental Impact Assessment Review 26 (2006) 206– 218.

<sup>61</sup> Mikhail Granovskii, et al. "Environmental and economic aspects of hydrogen production and utilization in fuel cell vehicles", Journal of Power Sources 157 (2006) 411–421.

<sup>62</sup> Spath Pamela, Mann Margaret. "Life Cycle Assessment of Renewable Hydrogen Production via Wind/electrolysis", (2004), consultado en Junio de 2013 en <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35404.pdf>.

El hidrogeno producido a partir de energía renovable genera aproximadamente 10 veces menos emisiones de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ , que el hidrógeno producido a partir de energías fósiles. Esto se debe a que a pesar de la gran infraestructura que requieren las energías limpias (enormes cantidades de concreto, acero y otros materiales cuyas industrias son de las que mayores emisiones de  $\text{CO}_2$  generan), estas emisiones son relativamente minúsculas comparadas con las emisiones generadas en la operación regular de plantas basadas en recursos fósiles.

Para aproximar los valores para la electrólisis a partir del mix mundial de electricidad, se utilizó el indicador de potencial de calentamiento global de cada tecnología de generación de energía eléctrica y se multiplicó por el porcentaje de generación que tiene esta tecnología en el mix mundial. Resultando la contribución de cada tecnología en kg de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$  por kWh de electricidad. Al sumar todos los valores, se obtiene el indicador del mix de tecnologías para generación de electricidad. Ese valor es dividido posteriormente por la eficiencia del proceso de electrólisis, este valor queda expresado en kWh de hidrógeno. Finalmente se transforman las unidades y se obtiene el potencial de calentamiento global para producir un kilogramo de hidrógeno a partir del mix mundial de energía eléctrica, tabla 34.

---

<sup>63</sup> Ozbilen A, Dincer I, RosenMA. "A comparative life cycle analysis of hydrogen production via thermochemical water splitting using a Cu-Cl cycle", International journal of hydrogen energy 36 (2010) 11321-11327.

<sup>64</sup> Ahmet Ozbilen, et al. "Exergetic life cycle assessment of a hydrogen production process", international journal of hydrogen energy 37 (2012) 5665-5675

<sup>65</sup> Mario R. Giraldi, "Life cycle greenhouse gases emission analysis of hydrogen production from S-I thermochemical process coupled to a high temperature nuclear reactor", International journal of hydrogen energy 37 (2012) 13933-13942

<sup>66</sup> Utgikar V, Thiesen T. "Life cycle assessment of high temperature electrolysis for hydrogen production via nuclear energy". International journal of hydrogen energy 31 (2006) 939-944.

<sup>67</sup> Solli C. Fission or fossil?: a comparative hybrid life cycle assessment of two different hydrogen production methods. Thesis of master, Norwegian University of Science and Technology; 2004.

<sup>68</sup> Lattin WC, Utgikar VP. Global warming potential of the sulfur-iodine process using life cycle assessment methodology. International journal of hydrogen energy 34 (2009) 737-744.

Energético	kg de CO <sub>2</sub> /kWh de electricidad (Prof. Bilek, 2008) <sup>69</sup>	% mix mundial	Contribución
Carbón	1	40%	0.4
Petróleo	0.9	4.60%	0.041
Gas natural	0.65	22.20%	0.144
Nuclear	0.085	12.90%	0.011
Hidro	0.015	16%	0.002
Otras	0.025	3.70%	0.001
kg de CO <sub>2</sub> /kWh de electricidad mix mundial			0.599
Eficiencia de la electrólisis			70%
kg de CO <sub>2</sub> /kWh de H <sub>2</sub> mix mundial			0.857
kg de CO <sub>2</sub> /kg de H <sub>2</sub> mix mundial			28.57

Tabla 34. Potencial de calentamiento global para la electrólisis a partir del mix mundial para horario regular y demanda base.

De este modo, en el indicador de potencial de calentamiento global, tabla 35, se tiene el valor promedio o calculado para las 10 alternativas de producción de hidrogeno.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	kg de CO <sub>2</sub> /kg de H <sub>2</sub>
GC	19.38
OPP	10.91
RMV	12.54
GB	3.93
S-I N	3.63
EATN	1.42
EPH	1.92
EA	1.2
ECF	3.21
EMmix	28.57

Tabla 35. Indicador de potencial de calentamiento global.

#### 4.2.2.2 Indicador de potencial de acidificación. (PA)

Este indicador define el potencial que tiene un compuesto químico de formar iones de hidrógeno en la atmosfera o liberar contaminantes acidificantes en suelos, aguas subterráneas, aguas superficiales, organismos biológicos, ecosistemas y materiales. Del mismo modo que en el indicador de potencial de calentamiento global, varias sustancias pueden generar este efecto, principalmente compuestos de azufre y nitrógeno como amoniaco y otros químicos como HCl o HF.

<sup>69</sup> Prof. Bilek, Marcela; Dr. Hardy, Clarence, Dr. Lenzen, Manfred & Dr. Dey, Christopher. "Life-cycle energy balance and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review". (2008) SLS – USyd – USyd-ISA – pubs – pandora-archive Energy Conversion & Management 49: 2178–2199.

Este indicador generalmente se mide en g de  $\text{SO}_{2\text{eq}}$  o en g de  $\text{H}^+_{\text{eq}}$ . Los principales efectos de la acidificación se manifiestan en los recursos naturales, el medio ambiente, la salud humana y otros organismos, dicho de otro modo afecta tanto al criterio ambiental como al social.

En la tabla 36 se obtienen los promedios de los valores recopilados de varios ciclos de vida, para los distintos procesos de producción de hidrógeno y su valor promedio.

RMV	EATN	S-I N	GB	EPH	EA	ECF	EMmix
60[71]	4.84[69]	3.48[67]	191.98[61]	3.6[60]	8.4[71]	48[71]	119.99[71]
14.4[60]		4.08[67]	36[71]	3.23[69]	0.002[60]	0.04[60]	190.16[52]
14.52[69]			12[71]		2.9[69]	35.8[69]	
18.11[57]					9.43[65]		
26.76	4.84	3.78	79.99	3.6	5.18	27.95	155.07

Tabla 36. Potencial de acidificación expresado en g  $\text{SO}_{2\text{eq}}$ /kg de  $\text{H}_2$ .

Fuentes: Dufour, 2012. Centikaya, 2012. Kikuchi, 2006. Koroneos, 2008. Ozbilen, 2012. Utgikar, 2006. Lattin, 2009. Rosner, 2012<sup>70</sup>.

Para realizar esta tabla se consideró que los potenciales de acidificación de  $\text{SO}_x$  y  $\text{SO}_2$  son iguales. Así como que el potencial de acidificación de  $\text{SO}_2$  es de 0.031 g de  $\text{H}^+_{\text{eq}}$  y que el potencial de acidificación de  $\text{NO}_x$  es de 0.0217 g de  $\text{H}^+_{\text{eq}}$  (Utgikar, 2006)<sup>67</sup>.

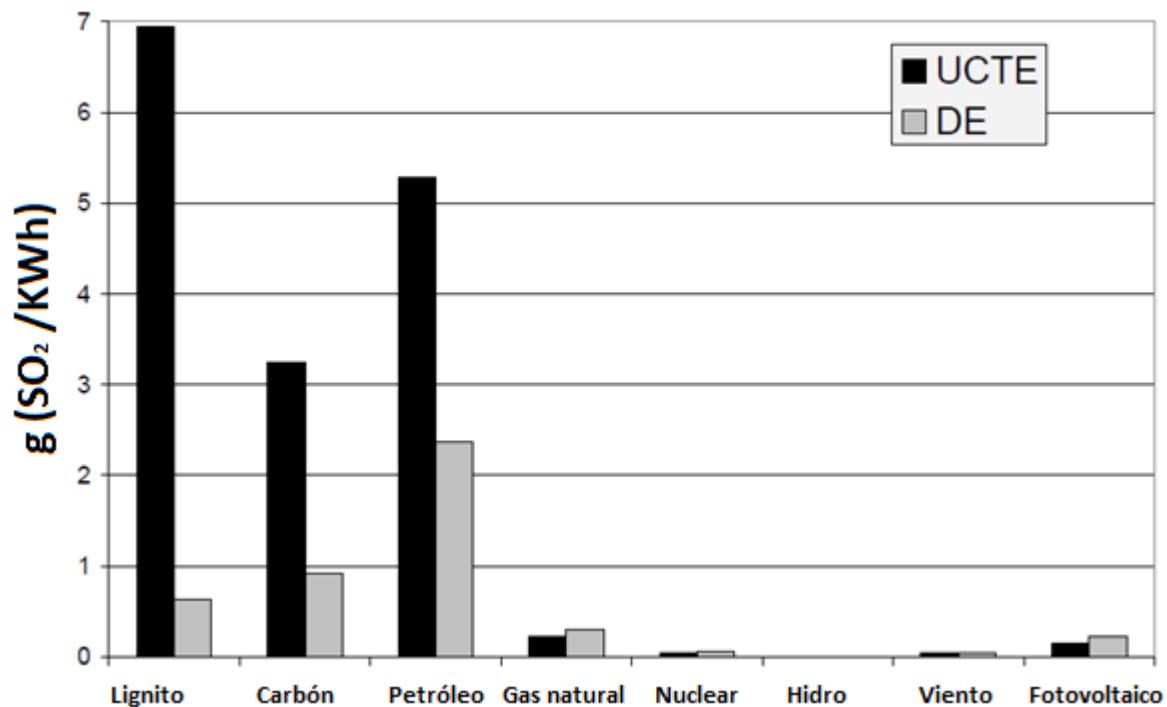


Figura 23. Emisiones de  $\text{SO}_2$  para las principales tecnologías de generación de energía eléctrica.

Fuente: Hirschberg, 2004.

<sup>70</sup> Vincent Rosner, Hermann-Josef Wagner. "Life cycle assessment and process development of photobiological hydrogen production – From laboratory to large scale applications". Energy Procedia 29 (2012 ) 532 – 540

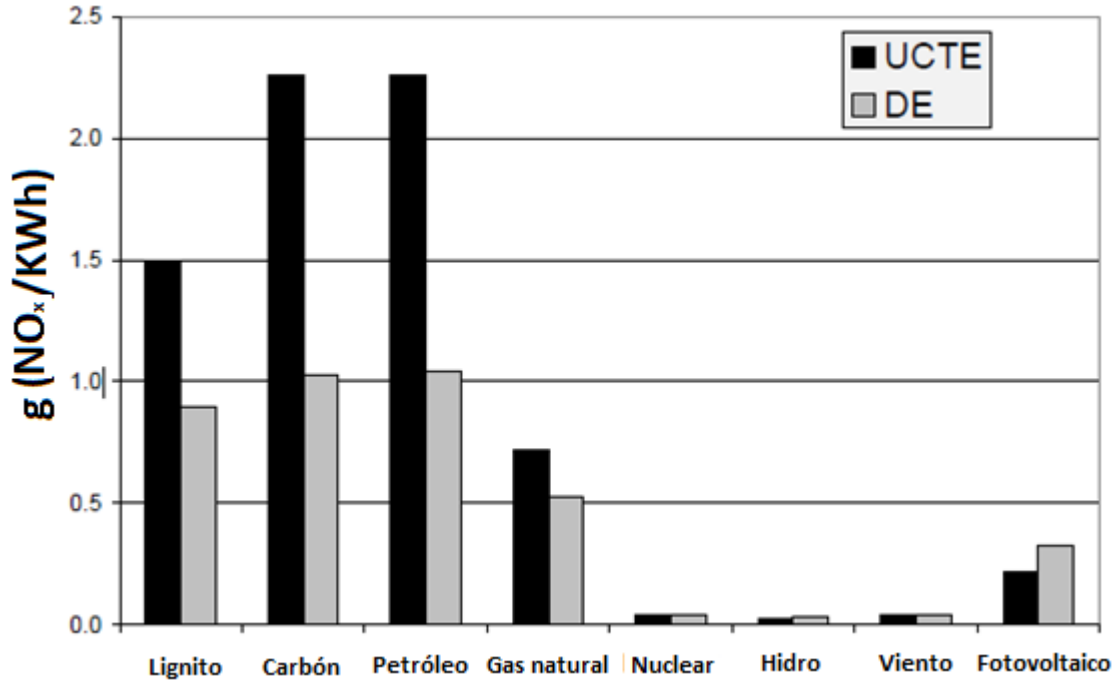


Figura 24. Emisiones de NOx para las principales tecnologías de generación de energía eléctrica.

Fuente: Hirschberg, 2004.

Ya que no se cuenta con datos del potencial de acidificación del carbón y del petróleo en las referencias se aproximaron los valores a partir de las figuras 23 y 24 (Hirschberg, 2004)<sup>48</sup>, gráficas de emisiones de SO<sub>2</sub> y NOx para la generación de energía eléctrica. El método utilizado para aproximar los valores de la generación de energía eléctrica a la producción de hidrógeno se puede ver en la tabla 37.

	Carbón	Petróleo
gSO <sub>2</sub> /kWh	7	5.3
gNOx/kWh	2.25	2.25
Eficiencia generación eléctrica	33%	33%
gSO <sub>2</sub> /kWh	2.33	1.77
gNOx/kWh	0.75	0.75
Eficiencia producción de hidrógeno	42%-68% (50%)	70%
gSO <sub>2</sub> /kWh	4.67	2.52
gNOx/kWh	1.5	1.07
gSO <sub>2</sub> /kg de H <sub>2</sub>	155.54	84.12
gNOx/kg de H <sub>2</sub>	50	35.71
gSO <sub>2eq</sub> /kg de H <sub>2</sub>	190.54	109.12

Tabla 37. Aproximación de indicador potencial de acidificación de la producción de hidrógeno por materia prima.

Las barras grises, simbolizada con las siglas DE, se refiere a valores para Alemania y las barras negras, simbolizada con las siglas UCTE, se refiere a la Unión para la Coordinación de Transmisión de Electricidad y está constituida por los países miembros al año 2000: Austria, Bélgica, Bosnia-Herzegovina, Croacia, Dinamarca (miembro asociado), Francia, Alemania, Grecia, Italia,

Luxemburgo, Macedonia, Holanda, Portugal, Eslovenia, España, Suiza y Serbia y Montenegro. Los países CENTREL República Checa, Hungría, Polonia y Eslovaquia se unieron oficialmente en 2001 (Hirschberg, 2004)<sup>48</sup>.

El valor inicial que se tomó en cuenta para el carbón fue el del lignito para la UCTE, esto se debe a que la mayoría de las plantas carboeléctricas en Alemania y el primer mundo tienen instalados sistemas de desulfuración de gas fluidizado y la mayoría también cuenta con sistemas de de-NO<sub>x</sub>. Por lo tanto, se tomó el valor más alto como el más cercano al real. Los demás valores fueron tomados fielmente. Se multiplican estos valores por la eficiencia del proceso de generación de energía eléctrica para obtener las emisiones si no hubiera pérdidas, posteriormente se dividió entre la eficiencia del método de producción de hidrógeno, después se transformó a la unidad funcional (kg de H<sub>2</sub>) y finalmente se suman las emisiones de NO<sub>x</sub> a las de SO<sub>2</sub>, multiplicándolos por su factor de conversión de potencial de acidificación (1 gNO<sub>x</sub>= 0.7 g SO<sub>2</sub>).

Energético	gSO <sub>2</sub> /kWh	% mix mundial	Contribución
Carbón	8.75	40%	3.5
Petróleo	6.88	4.60%	0.316
Gas natural	0.73	22.20%	0.162
Nuclear	0.04	12.90%	0.005
Hidro	0.04	16%	0.006
Otras	0.1	3.70%	0.004
gSO <sub>2</sub> /kWh mix mundial			3.99
Eficiencia electrólisis			70%
gSO <sub>2</sub> /kWh de H <sub>2</sub> mix mundial			5.71
gSO <sub>2</sub> /kg de H <sub>2</sub> mix mundial			190.16

Tabla 38. Potencial de acidificación para la electrólisis a partir del mix mundial.

En la tabla 38 se ha obtenido el valor del potencial de acidificación en gramos de dióxido de azufre equivalente por cada kilogramo de hidrógeno para el mix mundial de energía, obtenido de manera similar a otros indicadores, multiplicando el valor de emisiones de cada tecnología por su porcentaje de participación en el mix mundial, sumando todos los valores y dividiendo el valor final entre la eficiencia para obtener las emisiones de agentes acidificantes para la producción de hidrógeno, posteriormente se calcula el valor para la unidad funcional. Se puede ver que para este indicador, como para el de potencial de calentamiento global, el hidrógeno producido a partir de energías renovables generan valores más bajos que para los recursos fósiles, con la excepción de la biomasa y la energía solar, que en este caso llegan a ser más significativas que las de los recursos fósiles. Para el recurso solar, las grandes emisiones de agentes acidificantes se deben al proceso de producción de las fotoceldas. De evaluarse la electrólisis a partir de energía solar térmica, las emisiones de gases acidificantes serían mucho menores, al igual que para los ciclos termoquímicos con calentamiento a partir de concentración solar.

La tabla 39 enlista el valor del indicador para cada una de las alternativas evaluadas en esta tesis.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	g de SO <sub>2</sub> eq/kg de H <sub>2</sub>
GC	190.54
OPP	109.12
RMV	26.76
GB	79.99
S-I N	3.78
EATN	4.84
EPH	3.41
EA	5.18
ECF	27.95
EMmix	155.07

Tabla 39. Indicador de potencial de acidificación.

#### 4.2.2.3 Indicador de potencial de eutrofización. (PE)

Este indicador se refiere al potencial que tienen ciertos compuestos químicos, principalmente compuestos con nitrógeno o fósforo, de provocar altos niveles de nutrientes. El enriquecimiento exacerbado de nutrientes puede causar un cambio en las especies de un hábitat. Provocando generalmente la reproducción excesiva de microorganismos, que pueden mitigar la reproducción y vida de organismos mayores, tanto en ecosistemas acuáticos como terrestres. Este indicador se mide en g de PO<sub>4eq</sub>. En la tabla 40 se exhiben los valores obtenidos para las distintas tecnologías aquí evaluadas, así como su valor promedio.

RMV	EATN	S-I N	GB	EPH	EA	ECF	EMmix
8.4[71]		0.28[67]	4.8[61]	0.48[60]	0.48[71]	3.6[71]	12[71]
1.32[60]		0.29[67]	1.26[71]		0.3[60]	2.52[60]	
			15[61]				
4.86		0.29	7.02	0.48	0.39	3.06	12

Tabla 40. Potencial de eutrofización expresado en g PO<sub>4eq</sub>/kg de H<sub>2</sub>.

Fuente: Kikuchi, 2006, Koroneos, 2008. Utgikar, 2006. Rosner, 2012.

A falta de datos contundentes para la electrólisis de alta temperatura y ya que la cadena de procesos es muy similar al ciclo lodo-azufre se tomará el mismo valor. Los procesos sólo difieren en la planta termoquímica en vez del electrolizador y ya que no hay emisiones adjudicadas a ninguno de estos procesos se justifica tomar el mismo valor a pesar de que la cantidad de energía que requiere cada una para operar no sea igual.

En este caso tampoco se cuenta con valores de este indicador para la producción de hidrógeno a partir de carbón, ni petróleo. Sin embargo, al igual que en el potencial de acidificación se realizó una aproximación a partir de datos de generación de energía eléctrica, tabla 41.



	Carbón [74]	Petróleo [74]
gPO <sub>4</sub> eq/kWh	0.075	0.06
Eficiencia generación eléctrica	33%	33%
gPO <sub>4</sub> eq/kWh	0.025	0.02
Eficiencia producción de hidrógeno	42%-68% (50%)	70%
gPO <sub>4</sub> eq/kWh	0.05	0.0285
gPO <sub>4</sub> eq/kg de H <sub>2</sub>	1.6665	0.9523

Tabla 41. Aproximación del indicador de potencial de eutrofización para la producción de hidrógeno a partir del carbón y el petróleo

Fuente: Widder, 2011<sup>71</sup>.

Para este indicador los valores más altos son para la producción a partir de biomasa, mientras que las tecnologías que sobresalen por su bajo impacto son la electrólisis a partir de energía eólica y plantas hidroeléctricas. La tabla 42 enlista los valores del indicador potencial de eutrofización para los procesos de producción de hidrógeno.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	g de PO <sub>4</sub> eq/kg de H <sub>2</sub>
GC	1.67
OPP	0.95
RMV	4.86
GB	7.02
S-I N	0.29
EATN	0.29
EPH	0.48
EA	0.39
ECF	3.06
EMmix	12

Tabla 42. Indicador de potencial de eutrofización.

#### 4.2.2.4 Indicador de transformación de tierra natural. (TTN)

Este indicador se refiere al uso de tierra total para cada cadena de energía, llevándose a cabo una transformación de suelos naturales a uno de los siguientes estados:

- Vertederos
- Áreas industriales
- Área de circulación
- Área de reservas (Para las presas hidroeléctricas)

Al igual que para otros indicadores, para éste no se cuenta con valores respecto a la producción de hidrógeno. Sin embargo, sí se cuenta con información respecto a la generación de energía eléctrica, figura 25, y ya que la cadena de procesos es muy similar, a partir de esta información se

<sup>71</sup> SH Widder, et al. "Sustainability Assessment of Coal-Fired Power Plants with Carbon Capture and Storage", (2011), consultado en Junio de 2013 en [http://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical\\_reports/PNNL-20933.pdf](http://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-20933.pdf)

pueden hacer consideraciones para generar los valores aproximados de la cantidad de tierras utilizadas para la producción de hidrógeno.

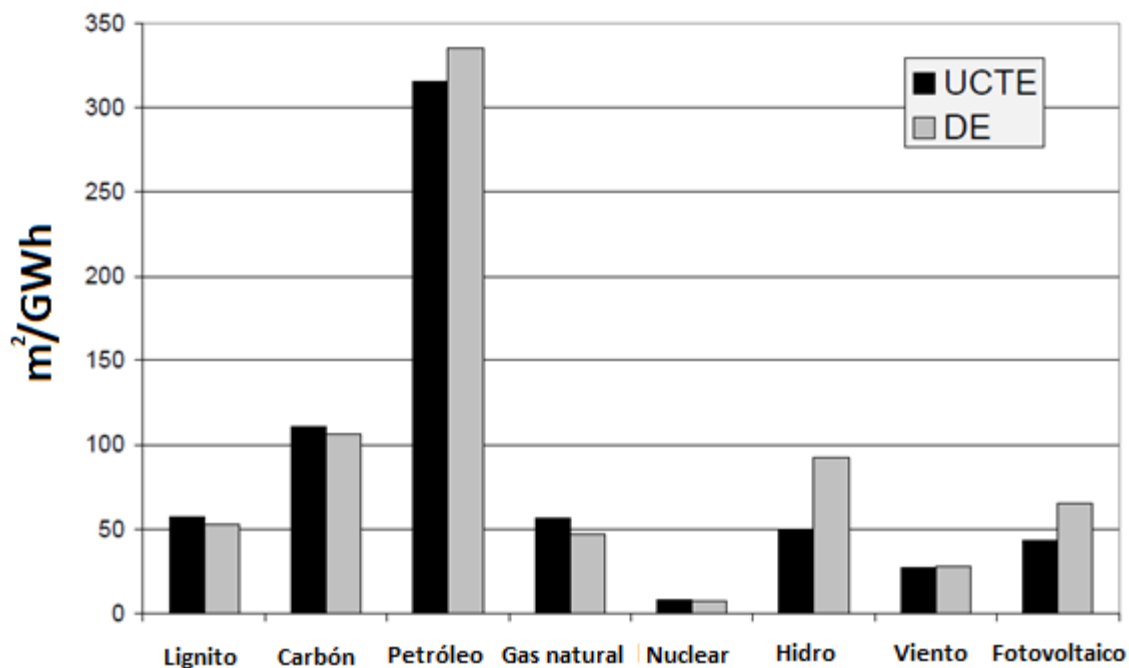


Figura 25. Uso de suelos de la cadena de procesos por energético.

Fuente: Hirschberg, 2004.

En este estudio se excluyeron las áreas en el mar, usadas para las plataformas de gas y petróleo, así como para los aerogeneradores. Para calcular el valor de los sistemas fotovoltaicos se tomó la mezcla Suiza de módulos (46% monocristalino y 54% policristalino) teniendo como referencia un rendimiento de 800 kWh/kWpico/año para Alemania y 1200 kWh/kWpico/año para UCTE (Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad). Las aeroturbinas en Alemania son representadas por una turbina de 800 kW con un factor de planta de 20% modelado en el software Ecoinvent, para condiciones europeas promedio on-shore (costa adentro). La mezcla hidroeléctrica en Alemania tiene 84% de agua corriente o fluyente (run-of river) y 16% en presas, mientras que UCTE tiene 48% y 52% respectivamente. Debido a que los valores calculados para la energía eléctrica a partir de combustóleo son en base a unidades antiguas y usadas para carga pico, por lo cual tienen una eficiencia baja de 29%, se ha hecho un factor de corrección considerando plantas con tecnología nueva para tener una comparación más justa con respecto a otros recursos fósiles.

La tabla 43 muestra el método de aproximación a partir de los indicadores para la generación de energía eléctrica. El primer renglón indica la tecnología evaluada, el segundo renglón la cantidad de metros cuadrados por gigawatt hora que requieren una transformación de suelo. Los procesos que requieren electrólisis no tienen información en los siguientes dos renglones, ya que no requieren (NR). El tercer renglón indica la eficiencia de los procesos de generación eléctrica, el cuarto renglón es el producto del valor para la energía eléctrica multiplicado por la eficiencia del proceso e indica el área por unidad de energético primario, es decir, deja de tomar en cuenta las pérdidas en la generación eléctrica. El quinto renglón expone el rango de eficiencia de los procesos de producción de hidrógeno y entre paréntesis el valor que se consideró más apropiado, por lo

tanto el utilizado para los cálculos. Para la electrólisis se utiliza el valor medio (excepto para la nuclear que es electrólisis de alta temperatura, que aumenta la eficiencia), así como para el reformado, para la gasificación se utilizó un valor ligeramente más bajo al medio, considerando discrepancias entre las referencias (Kothari, 2006)<sup>41</sup> y (Koroneos, 2008)<sup>34</sup>, para la oxidación parcial se tomó una eficiencia de 70%, proveniente de DoE (DoE)<sup>72</sup>. El sexto renglón es la división del valor del cuarto renglón entre el quinto e indica la cantidad de metros cuadrados de suelo que se transforma para generar un gigawatt hora de hidrógeno. El último renglón es la transformación a la unidad funcional seleccionada (kg de H<sub>2</sub>).

	Carbón	Petróleo	Gas natural	EATN	S-I N	Hidro	Viento	Solar
m <sup>2</sup> /GWh para electricidad	106	335	47	7	7	92	28	65
Eficiencia generación eléctrica	33%	33%	50%	NR	NR	NR	NR	NR
m <sup>2</sup> /GWh energético primario	35.3	111.67	23.5	NR	NR	NR	NR	NR
Eficiencia producción de hidrógeno	42%-68% (50%)	70%	69%-90% (70%)	80%	50%	60%-80% (70%)	60%-80% (70%)	60%-80% (70%)
m <sup>2</sup> /GWh	70.6	159.52	33.57	8.75	14	131.4	40	92.85
m <sup>2</sup> /kg de H <sub>2</sub>	0.0024	0.0053	0.0011	0.0003	0.0005	0.0043	0.0013	0.0031

Tabla 43. Aproximación del indicador de uso de suelos para la producción de hidrógeno.

Fuentes: Hirschberg, 2004. Abengoa.

Para obtener el indicador de transformación de suelos naturales para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis proveniente del mix mundial, tabla 44, se multiplicaron los valores del porcentaje que tiene cada tecnología de generación de energía eléctrica por su respectivo valor del indicador de transformación de suelos naturales para la generación de energía eléctrica, se suman los valores obtenidos para cada tecnología y a este valor se le divide entre la eficiencia, para obtener el área de suelo transformado por GWh de hidrógeno, posteriormente se transformó de metros cuadrados por gigawatt hora a metros cuadrados por kilogramo de hidrógeno producido.

<sup>72</sup> DoE. "Oil and Gas Partial Oxidation". Consultado en Junio de 2013 en [http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/gasifipedia/4-gasifiers/4-1-4-5\\_oxidation.html](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/gasifipedia/4-gasifiers/4-1-4-5_oxidation.html)

Energético	m <sup>2</sup> /GWh	% mix mundial	Contribución
Carbón	106	40%	42.4
Petróleo	335	4.60%	15.41
Gas natural	47	22.20%	10.43
Nuclear	7	12.90%	0.9
Hidro	92	16%	14.72
Otras	40	3.70%	1.48
m <sup>2</sup> /GWh mix mundial			85.34
Eficiencia electrólisis			70%
m <sup>2</sup> /GWh de H <sub>2</sub> mix mundial			121.91
m <sup>2</sup> /kg de H <sub>2</sub> mix mundial			0.0041

**Tabla 44. Transformación de tierras naturales para la electrólisis a partir del mix mundial en horario regular y demanda base.**

La tabla 45 muestra el indicador de transformación de tierras naturales, se ha decidido utilizar en este indicador como unidad funcional el GWh de hidrógeno, esto no afecta el cálculo ya que al normalizar los valores el indicador se hace adimensional, la relevancia recae en la proporción, pero de este modo se evita trabajar con tantos decimales. El valor del indicador para la gasificación de biomasa fue considerado ser el 50% del valor para la gasificación de carbón, esto se debe a que las tierras transformadas para la ubicación de la planta y disposición de desechos es la misma, sin embargo las tierras transformadas para la extracción y transporte de materia prima difiere en gran medida, si bien es de esperar que se necesite de un mayor terreno para la obtención de la misma cantidad de energía en biomasa que en carbón, estos terrenos aún pueden ser considerados tierras naturales, mantengan o no su flora auténtica, en adición, se espera menor transformación de tierras para el transporte de materia prima, ya que típicamente las plantas de gasificación de biomasa se encuentran cerca de la materia prima.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	m <sup>2</sup> /kg de H <sub>2</sub>
GC	70.6
OPP	159.52
RMV	33.57
GB	35.3
S-I N	14
EATN	8.75
EPH	131.4
EA	40
ECF	92.85
EMmix	121.91

**Tabla 45. Indicador de transformación de tierras naturales.**

Podemos ver que el hidrógeno a partir de energía nuclear es la que tiene menor transformación de suelos, seguido por la electrólisis a partir del viento y el reformado, posteriormente otras renovables, el carbón, la electrólisis de la red y finalmente el de mayor valor es el hidrógeno a partir del petróleo.

#### 4.2.2.5 Comentarios finales del criterio ambiental.

El resumen de indicadores del criterio ambiental se puede ver en la tabla 46.

Indicador	Unidad	Procesos de producción de hidrógeno									
		GC	OPP	RMV	GB	I-S N	EAT N	EPH	EA	ECF	EMmi x
PCG	kg de CO <sub>2eq</sub> /k g de H <sub>2</sub>	19.38	10.91	12.5 4	3.93	3.6 3	1.42	1.92	1.2	3.21	28.57
PA	g de SO <sub>2eq</sub> /k g de H <sub>2</sub>	190.5 4	109.1 2	26.7 6	79.99 0	3.7 8	4.84	3.41	5.1 8	27.9 5	155.0 7
PE	g de PO <sub>4eq</sub> /k g de H <sub>2</sub>	1.67	0.95	4.86	7.02	0.2 9	0.29	0.48	0.3 9	3.06	12
TTN	m <sub>2</sub> /kg de H <sub>2</sub>	70.6	159.5 2	33.5 7	35.3	14	8.75	131. 4	40	92.8 5	121.9 1

Tabla 46. Indicadores de criterios ambientales.

Hay muchos más impactos ambientales que también convendría tomar en cuenta. Sin embargo, por falta de información no se han utilizado para evaluar la sustentabilidad de los métodos de producción de hidrógeno. Los principales impactos ambientales que han sido obviados en esta tesis son:

- Desgaste de la capa de ozono. El desgaste de la capa de ozono es un indicador muy importante, cuyo impacto tiene graves repercusiones tanto en la salud humana (cáncer de piel y cataratas) como en el medio ambiente (daño a plantas y microorganismos como el plancton). De ahí que se haya adoptado el protocolo de Montreal, en un esfuerzo internacional para reducir la producción de CFCs, halógenos entre otros químicos que desgastan la capa de ozono, aun así, es uno de los impactos cuya reducción es prioritaria para la humanidad. Con las medidas adoptadas se han obtenido resultados prometedores y se espera que entre el primer cuarto y la mitad de siglo XXI se restituya la capa de ozono a los niveles previos a 1980, esto se debe a que la vida media de los CFCs puede llegar a ser mayor a 100 años. Este indicador se suele medir en gramos de R11 equivalente. En la bibliografía únicamente se cuenta con datos para las plantas nucleares de ciclos termoquímicos, entre  $1.21 \times 10^{-7}$  y  $1.37 \times 10^{-7}$  [67] g R11 eq. Por otro lado, ninguna de las tecnologías aquí discutidas representa a las mayores fuentes de químicos que desgastan la capa atmosférica, excepto por el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), producto de combustión que con la prohibición de los CFCs se estima que se transforme en la sustancia más emitida de daño a la atmósfera en este siglo.
- Agotamiento y/o contaminación de agua. Este indicador es de gran importancia para la evaluación de la sustentabilidad, por ejemplo los recursos de lutitas (shale gas y shale oil) han causado una controversia ambiental, ya que su extracción requiere una gran cantidad de agua, la cual se combina con numerosos químicos utilizados para fracturar en los pozos, el problema es que esta agua contaminada suele filtrarse hacia mantos freáticos y contaminarlos. Desafortunadamente la bibliografía no cuenta con datos sobre este indicador para la producción de hidrógeno.

- Recursos fósiles. Este indicador mide la energía de recursos fósiles ocupada, generalmente en megajoules (MJ), para generar una unidad funcional, en este caso kg de H<sub>2</sub>, por lo tanto nos revela la cantidad de energía no renovable que se gasta, información que un país puede utilizar, para gestionar sus recursos fósiles del modo más eficiente posible.

Por otro lado, se tiene información del indicador de desechos sólidos producidos para la generación de energía eléctrica, medido en toneladas por gigawatt hora (Ton/GWh), pero se decidió no incluirlo, ya que en mi opinión el peso de los desechos producidos por kg de H<sub>2</sub> no es un indicador tan relevante, ya que no refleja un impacto sobre el medio ambiente, indirectamente nos podría revelar el espacio que necesitaríamos para un vertedero de desechos, sin embargo, ese rubro ya se ha tomado en cuenta en el indicador de transformación de tierra natural. Podría ser más relevante si se hiciera la diferenciación entre el manejo que se debe dar a los desechos, ya sea en desechos peligrosos, incineradores, vertederos, cenizas, rellenos sanitarios, depósitos subterráneos y depósitos radioactivos.

#### **4.2.3 Criterio social.**

La sustentabilidad social implica la satisfacción de las necesidades básicas humanas, como son: alimento, resguardo, educación, empleo, ingresos y condiciones, tanto de vida como de trabajo, buscando que los beneficios del desarrollo se distribuyan de la manera más justa dentro de la sociedad. Promueve el desarrollo del potencial humano, la democracia y la inclusión ciudadana, también promueve la convivencia, la armonía y el apoyo de los unos a los otros.

Los sistemas y procesos que utilizamos para lograr la sustentabilidad social, pueden ser referidos como “infraestructura suave” de una comunidad (Hancock)<sup>73</sup>, término utilizado para describir elementos de una comunidad que contribuyen al bienestar social (salud, educación, servicios sociales, recreación, cultura, etc.).

Los indicadores sociales utilizados en esta tesis para evaluar la sustentabilidad social son:

- Generación de empleos.
- Impactos sobre la salud humana en condiciones normales de operación.
- Indicador de accidentes severos.

##### **4.2.3.1 Indicador de generación de empleos. (GE)**

Este indicador se refiere a la evaluación de los empleos generados en toda la cadena de procesos de cada tecnología por kg de H<sub>2</sub> producido.

Al igual que en indicadores anteriores, no se tiene información de este indicador para la producción de hidrógeno, sin embargo se cuenta con valores de este indicador para la generación de electricidad, estos valores se obtuvieron para cuatro componentes en la cadena de procesos.

- Extracción y procesado de combustibles.
- Transportación de combustibles.

---

<sup>73</sup> Hancock, Trevor. “Social sustainability” consultado en Junio de 2013 en [http://newcity.ca/Pages/social\\_sustainability.html](http://newcity.ca/Pages/social_sustainability.html)

- Construcción de la planta de generación.
- Operación de la planta de generación.

Para los procesos de producción de hidrógeno a partir de electrólisis, se necesitan las cuatro etapas, a las cuales se les debe adicionar la construcción del electrolizador y la operación del mismo. Para los ciclos termoquímicos a partir de energía nuclear se deben contar las mismas 4 etapas, más la construcción y operación de la planta termoquímica. Finalmente, para los otros procesos químicos, la gasificación, la oxidación parcial y el reformado, las primeras dos etapas son las mismas y se debe suplementar las etapas de construcción y operación de la planta de generación de energía eléctrica por la construcción y operación de las distintas plantas de producción de hidrógeno.

Se trata de un indicador muy complicado por su naturaleza, que aloja una gran incertidumbre, ya que la plantilla de trabajadores puede variar de empresa a empresa o de una locación a otra. El instituto Paul Scherrer ha aproximado valores para la generación de energía eléctrica Alemana, figura 26 (Hirschberg, 2004)<sup>48</sup>, realizando las siguientes consideraciones.

- Cadena del carbón. Se considera extracción de minas subterráneas, una planta de 500 MW y un factor de planta promedio de 58%, debido al bajo factor de planta considerado, la generación es menor y por lo tanto el índice de empleo por unidad de energía generada es mayor.
- Cadena del petróleo. El índice de empleo se centra en la refinería, se consideran plantas de 300 MW.
- Cadena del gas natural. Se consideró el transporte del gas por gaseoducto, por una distancia de más de 1600 km en promedio de las fuentes de importación, se consideró una planta de 400 MW de ciclo combinado y un factor de planta de 35%.
- Cadena Nuclear. El índice de empleo se centra en el enriquecimiento del energético, se considera un 40% de reprocesado del energético, así como una planta de 1000 MW PWR (Pressurized Water Reactor) de capacidad y un factor de planta de 78%.
- Cadena Hidroeléctrica. El índice de empleo se centra en la construcción de la planta, a su vez esta información varía ampliamente de sitio en sitio, sin embargo se consideró un estimado de 50 personas-año por MW y un factor de planta de 30% para plantas pequeñas y medianas (agua corrida)
- Cadena Eólica. Se consideró la cadena de labor Alemana, basándose en el empleo de aproximadamente 5000 personas en el sector viento en el año 2002, considerando que un 98% de los empleos se destinaron para la construcción de nuevos equipos y 2% a la operación y mantenimiento del ya instalado, considerando un factor de planta de 15%.
- Cadena Solar. El índice de empleo se centra en la manufactura, casi 7 veces la instalación; se consideraron un factor de planta de 10%, así como a dos personas-semana para instalar una capacidad de 3kW montados en techo, incluyendo inversor/cargador de baterías, baterías, etc.

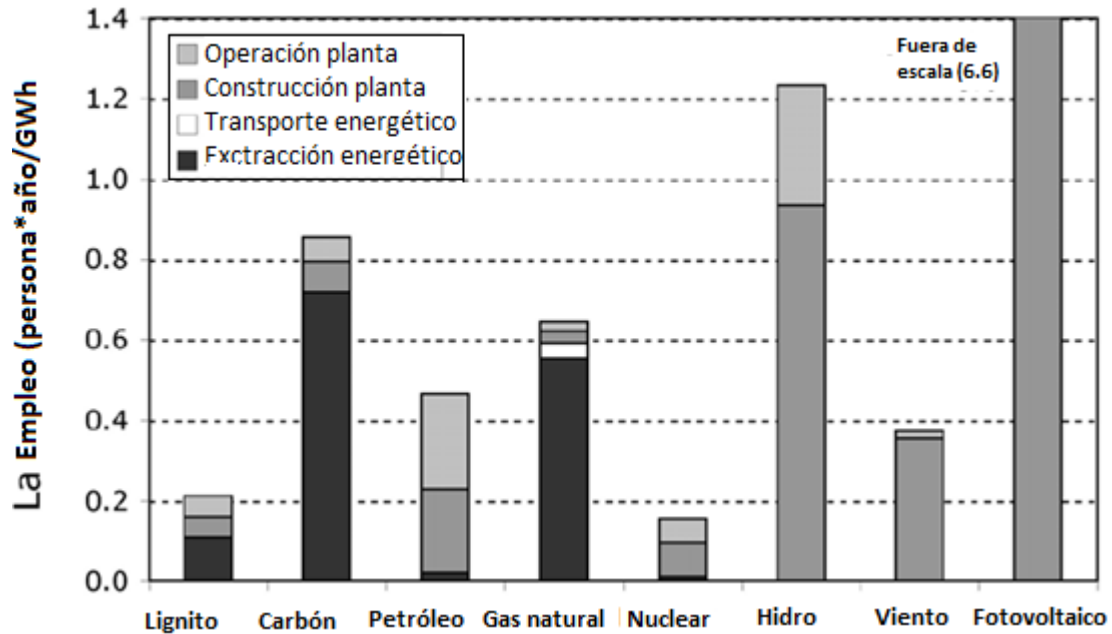


Figura 26. Creación de empleo por generación de energía.

Fuente: Hirschberg, 2004.

Es importante considerar que las condiciones de trabajo son muy distintas en todo el mundo, por lo que éste podría ser el indicador más sensible a variaciones de país a país, en adición para un sistema político puede ser inconveniente que no se distinga los empleos generados dentro del país o fuera, pero para el propósito de esta tesis el desarrollo sustentable de la sociedad no se limita por las fronteras de los países.

Éste, como todos los indicadores, puede ser adaptado con valores recopilados según los requerimientos de un país.

A pesar de lo sensible del indicador, debido a que las condiciones de trabajo y el transporte de recursos pueden variar de país a país, hay muchos factores constantes por lo que se espera se mantenga una proporción similar en la producción de energía eléctrica mundial.

Del documento del Instituto Paul Sherrer (Hirschberg, 2004)<sup>48</sup>, podemos obtener la tabla 47, en la cual se aproximó el valor para la biomasa a partir del valor del carbón, ya que el proceso es muy similar, excepto en la extracción de la materia prima; el cual se consideró que es menos laborioso que el proceso de extracción del carbón. Por eso aunque la biomasa tiene menor densidad energética, se le asignó el 70% del valor para el carbón.



	persona*año/GWh				
Energético	Extracción de combustible	Transporte de combustible	Construcción de la planta	Operación de la planta	Total
Carbón	0.71	0	0.08	0.07	0.86
Petróleo	0.03	0	0.21	0.23	0.47
Gas natural	0.47	0.03	0.03	0.02	0.65
Biomasa	0.5	0	0.08	0.07	0.65
Nuclear	0.01	0	0.09	0.06	0.16
Hidro	0	0	0.86	0.34	1.2
Viento	0	0	0.34	0.02	0.36
Solar	0	0	6.5	0.01	6.6

Tabla 47. Indicador de empleo por generación de energía eléctrica.

Actividad	Unidad	GC	OPP	RMV	GB	EAT N	S-I N	EPH	EA	ECF
Extracción combustible	persona*año/G Wh	0.71	0.03	0.47	0.5	0.01	0.01	NR	NR	NR
Transporte combustible	persona*año/G Wh	0	0	0.03	0	0	0	NR	NR	NR
Eficiencia generación eléctrica	%	33%	33%	50%	33%	NR	NR	NR	NR	NR
Empleo por combustible	persona*año/G Wh	0.24	0.01	0.25	0.17	NR	NR	NR	NR	NR
Construcción planta	persona*año/G Wh	0.08	0.21	0.03	0.08	0.09	0.09	0.86	0.34	6.5
Operación planta	persona*año/G Wh	0.07	0.23	0.02	0.07	0.06	0.06	0.34	0.02	0.01
Eficiencia producción hidrógeno	%	42%-68% (50%)	70%	69%-90% (70%)	42%-68% (50%)	80%	50%	60%-80% (70%)	60%-80% (70%)	60%-80% (70%)
Electrolizador o planta termoquímica	Factor de corrección por labor adicional	NR	NR	NR	NR	0.02	0.06	0.04	0.06	0.07
Índice de empleo	persona*año/G Wh	0.63	0.45	0.41	0.49	0.22	0.38	1.75	0.57	9.5
Índice de empleo	persona*año/kg de H2	2.1E-05	1.5E-05	1.4E-05	1.6E-05	7.3E-06	1.3E-05	5.7E-05	1.9E-05	3.2E-04

Tabla 48. Indicador de empleo por proceso de producción de Hidrógeno.

Sobre los valores de la tabla 47, de manera semejante al indicador de transformación de tierra natural, se realizaron consideraciones y cálculos en base a las eficiencias de los procesos para adaptar el indicador de producción de energía eléctrica a obtención de hidrógeno, tabla 48.

Al igual que en el indicador de transformación de tierra natural, el valor del indicador para la extracción y transportación de combustible, se multiplica por la eficiencia del proceso de

generación de energía eléctrica, en caso de que aplique (para las energías renovables no es requerido, NR), de este modo se obtuvo el valor del indicador de empleo relativo al combustible si el proceso tuviera una eficiencia del 100%, sin embargo, ya que ningún proceso tiene esa eficiencia, al valor obtenido se suman las contribuciones al índice de construcción y operación de la planta. En el caso de los procesos de electrólisis se suman los valores íntegros, ya que esa energía se seguirá produciendo del mismo modo, la única diferencia es que posteriormente se utilizará para la producción de hidrógeno. Para la planta de gasificación de carbón y la de biomasa se conservaron los valores de la planta carboeléctrica, ya que se asume que los principios de operación son similares. En el caso de la planta a partir de petróleo también se mantienen los valores para la construcción y operación de la planta, ya que se considera que de igual modo se utilizarán fracciones pesadas producto de un proceso de refinación, el cual es el proceso de mayor generación de empleo. Finalmente, los valores de la producción en base a gas natural también se mantuvieron debido a que también se considera que la planta puede tener un comportamiento similar en este rubro a una de generación de energía eléctrica.

Para obtener el valor final del indicador de empleo, en el caso de los procesos de electrólisis se suman los indicadores de empleo relativos a la construcción y operación de la planta y se divide entre la eficiencia del proceso de producción de hidrógeno (70%, excepto por la planta nuclear, que utiliza electrólisis a alta temperatura, aumentando la eficiencia) para contabilizar las pérdidas de energía que tiene el sistema. Finalmente, se le agrega el valor de corrección el cual es mayor para las plantas que se espera sean más pequeñas por los empleados requeridos para el electrolizador. En el caso de la planta nuclear con planta de proceso termoquímico de S-I, el factor de corrección es mayor, puesto que debido a que los sistemas experimentan gran corrosión es necesario un mantenimiento intensivo. Para las plantas que no utilizan la electrólisis se multiplica el índice de empleo relativo al combustible por la eficiencia del proceso de producción de hidrógeno, valor al que se le debe adicionar los índices relativos a la construcción y operación de la planta, en este caso los valores relativos a la construcción y operación de la planta no se multiplican por la eficiencia ya que son valores que sustituyen a los de las plantas de generación de energía eléctrica y representan a las plantas químicas de cada proceso, en contraste con los electrolizadores que no suplantaban una planta, sino que se abastecían de ella. Finalmente, a estos valores se les hace un cambio de unidades, para tener el valor en términos de la unidad funcional.

Para obtener el valor para la electrólisis del mix mundial se utilizó la misma metodología que en indicadores pasados, utilizando el valor del indicador original para la generación de energía eléctrica, multiplicándolo por su aportación en el mix mundial, sumando todos los valores para obtener la cantidad de personas empleadas durante un año por gigawatt hora, valor que se divide entre la eficiencia del proceso de electrólisis y posteriormente se transforma a la unidad funcional, tabla 49.

Energético	persona*año/GWh	% mix mundial	Contribución
Carbón	0.86	40%	0.34
Petróleo	0.47	4.60%	0.02
Gas natural	0.65	22.20%	0.14
Nuclear	0.15	12.90%	0.02
Hidro	1.2	16%	0.19
Otras	1.8	3.70%	0.07
persona*año/GWh mix mundial			0.78
Eficiencia electrólisis			70%
persona*año/GWh de H <sub>2</sub> mix mundial			1.11
persona*año/kg de H <sub>2</sub> mix mundial			3.7E-05

Tabla 49. Indicador de generación de empleos para la producción de hidrógeno en base a electrólisis a partir del mix mundial en horario regular y demanda base.

La tabla 50 muestra los valores del indicador de generación de empleo para cada alternativa, en persona\*año/GWh de H<sub>2</sub>, esto debido a que son números más fáciles de manejar y ya que se mantiene la proporción no causa problemas que la unidad sea distinta a la unidad funcional.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	persona*año/GWh
GC	0.63
OPP	0.45
RMV	0.41
GB	0.49
S-I N	0.38
EATN	0.22
EPH	1.75
EA	0.57
ECF	9.5
EMmix	1.11

Tabla 50. Indicador de generación de empleos para procesos de producción de hidrógeno.

#### 4.2.3.2 **Indicador de impactos sobre la salud humana en condiciones normales de operación. (ISHCNO)**

Este indicador puede variar en gran medida por la locación y sus condiciones climáticas, sin embargo usualmente esa variación no es tomada en cuenta en los análisis de ciclo de vida, también cabe destacar que sólo se han considerado los impactos sobre la salud de las partículas suspendidas menores a 10 µm (PM<sub>10</sub>), SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, químicos que provocan los efectos de acidificación y eutrofización, sin embargo en este subtema únicamente se están tomando los efectos sobre la salud (mortalidad y morbilidad).

Por otro lado la mortalidad se ha calculado en términos de años de vida perdidos (YOLL, por sus siglas en inglés), figura 27; cabe destacar que la mortalidad se considera el indicador que tiene una mayor contribución a los costos externos.

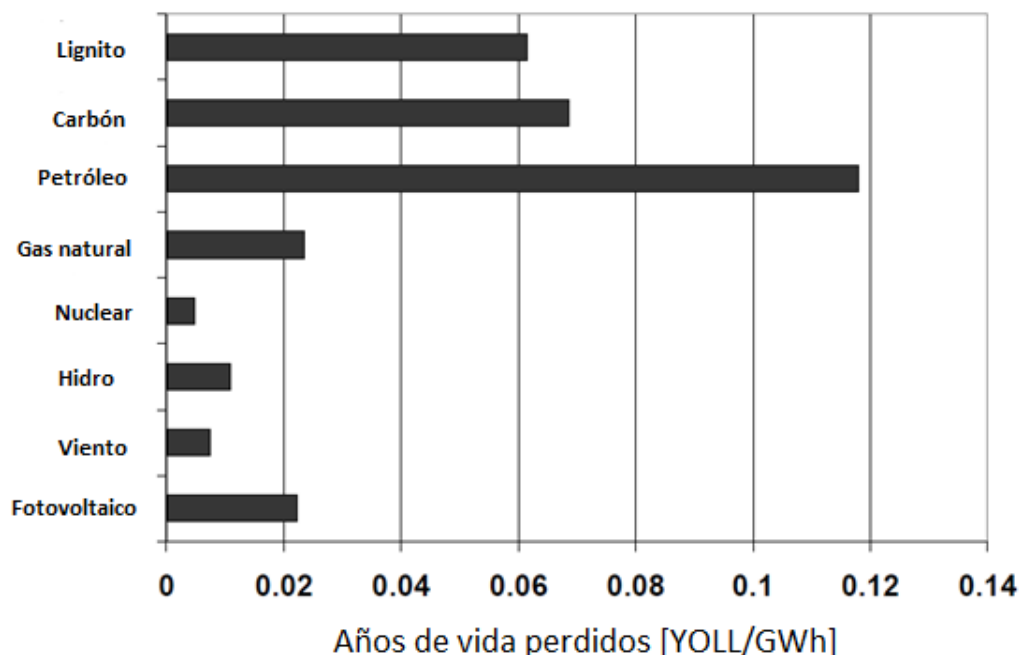


Figura 27. Años de vida perdidos asociados a la operación normal de cadenas energéticas en Alemania para la generación de electricidad por GWh.

Fuente: Hirschberg, 2004.

También es importante mencionar que en Alemania todas las plantas carboeléctricas tienen instalados sistemas de desulfuración de gas fluidizado y la mayoría también cuenta con sistemas de “de-NO<sub>x</sub>”, sistemas que también se pueden instalar en las plantas de producción de hidrógeno, inicialmente se debe realizar esta evaluación sin considerar estos sistemas, para lo que se debe corregir ese valor por medio de consideraciones. Debido a que el carbón usualmente contiene más impurezas de PM<sub>10</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> que el petróleo y otros hidrocarburos se corrigió el valor de años de vida perdidos por GWh a 0.14. A partir de estos valores hacemos un análisis similar al que hemos hecho en otros indicadores para adaptar este indicador de la generación eléctrica a la producción de hidrógeno, tabla 51.

Recurso energético	YOLL/GWh (energía eléctrica)	Eficiencia Generación eléctrica	YOLL/GWh (η=100%)	Eficiencia proceso de producción de hidrógeno	YOLL /GWh (hidrógeno)	(YOLL/kg de H <sup>2</sup> )
Carbón	0.14	33%	0.0467	42%-68% (50%)	0.093	3.11E-06
Petróleo	0.12	33%	0.04	70%	0.057	1.9E-06
Gas natural	0.023	50%	0.0115	69%-90% (70%)	0.016	5.65E-07
S-I N	0.005	NR	NR	50%	0.01	3.3E-07
EATN	0.005	NR	NR	80%	0.006	2E-07
Hidro	0.011	NR	NR	60%-80% (70%)	0.016	5.6.19E-07
Viento	0.007	NR	NR	60%-80% (70%)	0.01	3.3E-07
PV	0.020	NR	NR	60%-80% (70%)	0.029	1E-06

Tabla 51. Años de vida perdidos asociados a la operación normal de cadenas energéticas en Alemania para la generación de electricidad por GWh.

Al igual que en indicadores pasados la segunda columna indica el valor que tiene el indicador para la generación de energía eléctrica, la tercera muestra la eficiencia de la generación de energía eléctrica a partir de cada recurso energético, la cuarta revela los años de vida perdidos si el recurso se transformara en energía sin pérdidas, la quinta expone la eficiencia de los procesos de producción de hidrógeno, la sexta los años perdidos para la producción de hidrógeno por GWh y finalmente la séptima los años perdidos para la producción de hidrógeno por kg de H<sub>2</sub>.

La tabla 52 muestra el cálculo del indicador de años de vida perdidos, realizado con la misma metodología que en los indicadores pasados, para una planta de electrólisis a partir del mix global de tecnologías de generación de energía eléctrica.

Energético	YOLL (energía eléctrica)	% mix mundial	Contribución
Carbón	0.14	40%	0.056
Petróleo	0.12	4.60%	0.0055
Gas natural	0.023	22.20%	0.0051
Nuclear	0.005	12.90%	0.0006
Hidro	0.011	16%	0.0018
Otras	0.02	3.70%	0.0007
YOLL/GWh mix mundial			0.07
Eficiencia electrólisis			70%
YOLL/GWh de H <sub>2</sub> mix mundial			0.1
YOLL/kg de H <sub>2</sub> mix mundial			3.3E-06

Tabla 52. Años de vida perdidos por la operación regular de una planta de producción de hidrógeno en base a electrólisis a partir del mix global.

La tabla 53 muestra el valor para el indicador de años de vida perdidos por la operación regular de las 10 alternativas de plantas de producción de hidrógeno, se consideró el mismo valor para la gasificación de la biomasa que se calculó para la gasificación del carbón, esto recordando que las emisiones de los agentes acidificantes y de eutrofización son de la misma magnitud.

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	YOLL/kg de H <sub>2</sub>
GC	0.093
OPP	0.057
RMV	0.016
GB	0.093
S-I N	0.01
EATN	0.006
EPH	0.016
EA	0.01
ECF	0.029
EMmix	0.1

Tabla 53. Indicador de años de vida perdidos por la producción de hidrógeno.

#### 4.2.3.3 Indicador de accidentes severos. (AS)

De manera similar a algunos indicadores anteriores, la información obtenida proviene de la industria eléctrica, figura 28 en este caso, no es necesario hacer adaptaciones en los cálculos, ya que los accidentes dentro de las cadenas de energía son exactamente iguales, excepto por las plantas generadoras en el caso de los recursos fósiles por sus distintos procesos y capacidades, a pesar de esto los valores aquí presentes se consideran apropiados.

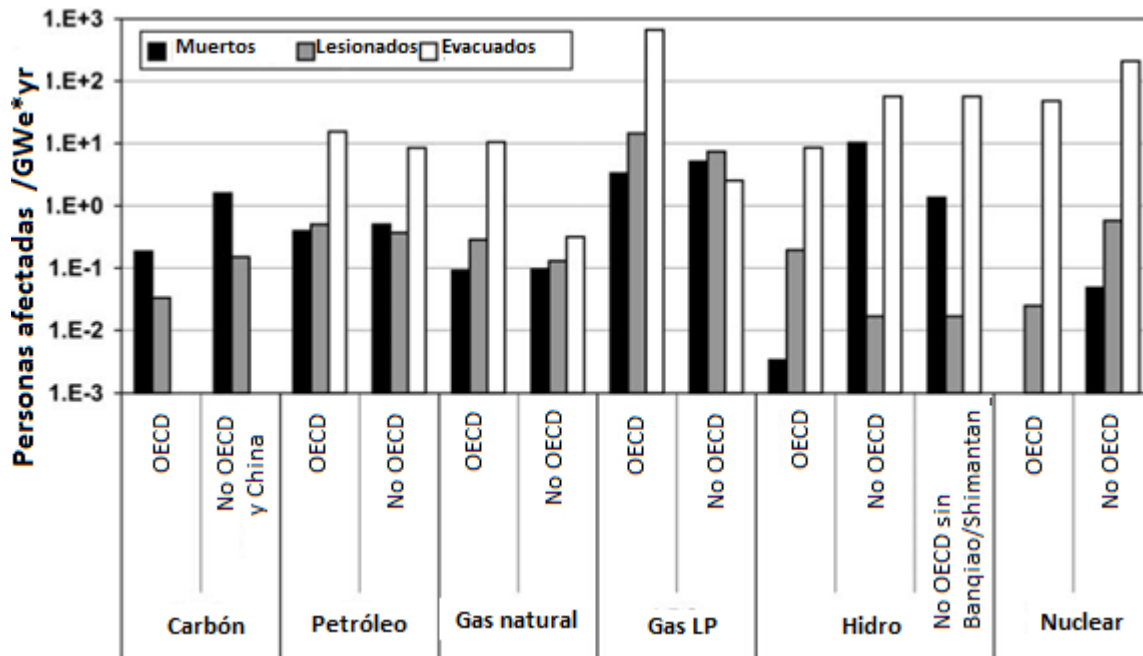


Figura 28. Personas con afecciones inmediatas por Gigawatt por año en accidentes dentro de la industria energética (1969-2000).

Fuente: Hirschberg, 2004.

Al igual que en los otros indicadores el análisis abarca toda la cadena energética, lo cual afecta principalmente a las cadenas de los recursos fósiles, ya que son las cadenas energéticas que tienen más accidentes fuera de la planta de generación, por otro lado, se cuenta con muy poca información de accidentes en las plantas de generación hidroeléctrica y nucleoelectrica, de esta última industria sólo se tiene el registro de Chernobyl.

Se evalúan por separado los países afiliados a la OECD y los demás, se puede ver claramente que los países que no forman parte de la OECD tienen una incidencia ligeramente mayor de personas afectadas por capacidad de energía, también los afectados son separados por las categorías de fatalidades, lesiones y evacuaciones, de las cuales sólo se considerarán las lesiones y fatalidades para el indicador de accidentes severos de esta tesis. Se ha decidido considerar los valores recolectados para la OECD, ya que son los países de los que se espera mayor crecimiento en esta industria, además conforme la tecnología avanza los accidentes disminuyen y por lo tanto se espera menos incidencia en estos a futuro.

La tabla 54 muestra el cálculo del indicador de afectados por lesión y fatalidad, realizado con la misma metodología que los indicadores pasados, para una planta de electrólisis a partir del mix global de tecnologías de generación de energía eléctrica.

Energético	Fatalidades	% mix mundial	Contribución
Carbón	2.1E-5	40%	8.4E-6
Petróleo	4.5E-5	4.60%	2.1E-6
Gas natural	1E-5	22.20%	2.2E-6
Nuclear	2.3E-6	12.90%	2.9E-7
Hidro	3.4E-7	16%	5.4E-8
Otras	1E-7	3.70%	3.7E-9
Afectados/Gweyr mix mundial			1.3E-5
Eficiencia electrólisis			70%
Afectados/Gweyr de H <sub>2</sub> mix mundial			1.9E-5

Tabla 54. Afectados por fatalidades y lesiones debido a accidentes severos para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis del mix global en horario regular y demanda base.

No se cuenta con valores para la producción a partir del recurso eólico o solar, pero por los tipos de procesos y el riesgo inherente en ellos se aproximará el valor a cero, por otro lado para la biomasa se considera que debido a que su manejo es similar al del carbón, los afectados en la planta de generación pueden considerarse de la misma magnitud. Sin embargo, en la cadena energética el riesgo de afecciones es mucho menor, por lo cual se le asignó la mitad del valor, que se le asignó al carbón. En la tabla 55 se puede ver el valor del indicador de afectados de accidentes severos para todas las tecnologías

Proceso de producción de H <sub>2</sub>	Fatalidades/GWh
GC	2.1E-5
OPP	4.5E-5
RMV	1E-5
GB	5.7E-7
S-I N	2.3E-6
EATN	2.3E-6
EPH	3.4E-7
EA	1.1E-8
ECF	1.1E-7
EMmix	1.9E-5

Tabla 55. Indicador de afectados por fatalidades y lesiones debido a accidentes severos por capacidad energética para la producción de hidrógeno.

#### 4.2.3.4 Comentarios finales del criterio social.

Los indicadores del criterio social quedan expuestos en la tabla 56.

Indicador	Unidad	Procesos de producción de hidrógeno									
		GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EAT N	EPH	EA	ECF	EMmi x
GE	persona*año/ kg de H <sub>2</sub>	0.63	0.45	0.41	0.49	0.38	0.22	1.75	0.57	9.5	1.11
ISHCNO	YOLL/kg de H <sub>2</sub>	0.09 3	0.05 7	0.01 6	0.09 3	0.01	0.00 6	0.01 6	0.01	0.02 9	0.1
AS	Fatalidades/G Wh	2.1E -6	4.5E -6	1E-6	5.7E -7	2.3E -6	2.3E -6	3,4E -7	1.1E -8	1.1E -7	1.9E- 5

Tabla 56. Indicadores del criterio social.

Al igual que en los otros criterios, en el social existen otros indicadores que podrían ser tomados en cuenta, pero se ha considerado que su relevancia es relativamente desestimable en comparación a los indicadores que fueron evaluados. Algunos ejemplos de otros criterios sociales son:

- Perturbación local. Como ruido excesivo o contaminación visual.
- Confinamiento de desperdicio crítico. Como el material radioactivo y su locación.

### 4.3 Matriz de indicadores.

Con los valores establecidos para todos los indicadores se puede formar una matriz de indicadores contra alternativas, la cual expone, resumidamente, la evaluación de las alternativas respecto a cada indicador. La matriz de indicadores está representada en la tabla 57.



Criterio	Indicadores	Unidad	Procesos de producción de hidrógeno												
			GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix			
Económico	CTP	USD/kg de H <sub>2</sub>	2.34	1.66	2.32	2.15	6.77	4.22	2.62	4.11	21.65	5.32			
	TPE	tmca	0	-0.09	2.13	-2.71	1.18	1.18	-4.79	-4.67	-8.2	-0.37			
	SIPE	Factor	1.5	1.7	1.8	1.4	1.3	1.3	1	1.03	1.1	1.45			
	PCG	kg de CO <sub>2</sub> /kg de H <sub>2</sub>	19.38	10.91	12.54	3.93	3.63	1.42	1.92	1.2	3.21	28.57			
Ambiental	PA	g de SO <sub>2</sub> /kg de H <sub>2</sub>	190.54	109.12	26.76	79.990	3.78	4.84	3.41	5.18	27.95	155.07			
	PE	g de PO <sub>4</sub> /kg de H <sub>2</sub>	1.67	0.95	4.86	7.02	0.29	0.29	0.48	0.39	3.06	12			
	TTN	m <sup>2</sup> /kg de H <sub>2</sub>	70.6	159.52	33.57	35.3	14	8.75	131.4	40	92.85	121.91			
	GE	persona*año/kg de H <sub>2</sub>	0.63	0.45	0.41	0.49	0.38	0.22	1.75	0.57	9.5	1.11			
Social	ISHCNO	YOLL/kg de H <sub>2</sub>	0.093	0.057	0.016	0.093	0.01	0.006	0.016	0.01	0.029	0.1			
	AS	Muertes/GWh de H <sub>2</sub>	2.10E-06	4.50E-06	1.00E-06	5.70E-07	2.30E-06	2.30E-06	3.40E-07	1.10E-08	1.10E-07	1.90E-05			

Tabla 57. Matriz de indicadores de sustentabilidad para todas las alternativas.

## 4.4 Conclusiones del capítulo.

Uno de los ejes principales en el desarrollo y prosperidad de la humanidad, es la sustentabilidad. En las últimas décadas el hombre ha adquirido consciencia de las repercusiones que sus actividades tienen en el medio ambiente, incluyéndolo a él.

En estas últimas décadas se han elaborado planes para mitigar los daños al medio ambiente, acciones que pretenden disminuir la magnitud de los daños lo más rápido. Lo complicado de mitigar los daños al medio ambiente, es que las políticas para lograrlo deben afectar lo menos posible el desarrollo social y el desarrollo económico, los tres pilares de la sustentabilidad.

El mayor reto para la protección ambiental es que en el sistema económico predomina el consumismo, que busca desarrollar la economía a partir de la sobreexplotación de recursos, por la producción, venta, consumo y desechos de productos no esenciales. El consumismo es antítesis de la protección ambiental e incluso puede estimular la repartición desigual de la riqueza, pero es muy difícil cambiar el sistema implementado, sobre todo cuando los protagonistas del sistema no quieren dejar su papel.

Otro reto para la sustentabilidad es la población mundial y su continuo crecimiento, ya que es más difícil la protección ambiental y la igualdad social entre mayor sea la población y entre más rápido crezca.

Para evaluar la sustentabilidad del hidrógeno se han seleccionado los indicadores que se consideraron más relevantes, ya sea para el desarrollo económico, para la protección del ambiente o para el desarrollo social. Por supuesto hay más indicadores de los que se consideraron en esta tesis. Sin embargo, se consideró que tienen menor importancia en comparación con los otros aquí mencionados o no había información suficiente.

En este capítulo pudimos ver que el costo total de producción de hidrógeno es mucho menor para los procesos convencionales, así como para la gasificación de biomasa y electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas. Por otro lado la electrólisis a partir de celdas fotovoltaicas tiene un costo total de producción ampliamente superior a los demás. Contrariamente la mayoría de los demás indicadores sociales y ambientales favorecen a las energías renovables por mucho. Sin embargo, los indicadores no tienen la misma importancia para la sustentabilidad, por lo cual en el próximo capítulo, durante el análisis de decisión se les asignará diferentes pesos y se podrá comparar la sustentabilidad de cada proceso.

## 5. Análisis de decisión.

En la búsqueda de las mejores formas de resolver un problema o de actuar ante una situación, en ocasiones es conveniente respaldarse de herramientas, que faciliten la selección de la mejor alternativa. Para que exista un problema multicriterio de decisión se necesitan al menos dos criterios y dos alternativas de solución. En un problema de decisión multicriterio se trata de identificar la mejor o las mejores soluciones considerando simultáneamente múltiples criterios en competencia.

Para el análisis de decisión se utilizan métodos para evaluar, jerarquizar, seleccionar o rechazar alternativas a partir de una evaluación basada en diversos criterios, esta acción usualmente recae en los tomadores de decisiones.

La decisión multicriterio puede clasificarse mediante el número (finito o infinito) de alternativas presentes en la toma de decisión. Dependiendo de esta situación, existen diversos métodos.

Cuando las funciones objetivo, toman un número infinito de valores distintos, que conducen a un número infinito de alternativas posibles del problema se llama decisión multiobjetivo. Por otro lado, aquellos problemas en los que las alternativas de decisión son finitas se denominan problemas de decisión multicriterio discreta.

Para los problemas de decisión multicriterio discreta se necesitan los elementos expresados en la figura 29.

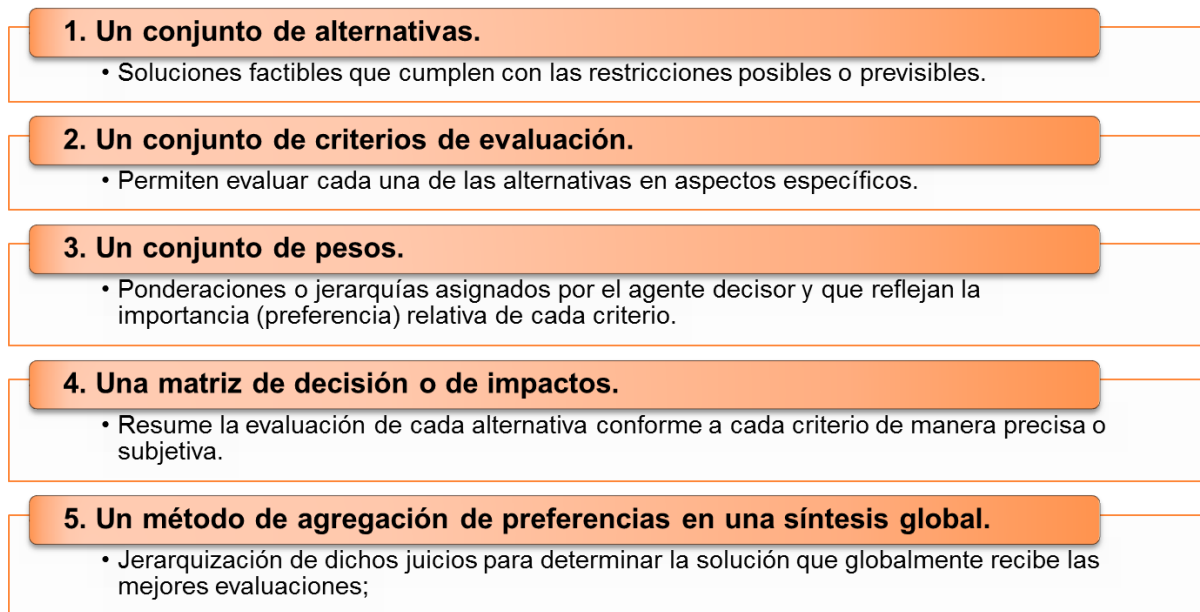


Figura 29. Elementos necesarios para el análisis de decisión multicriterio discreta.

Fuente: Elaboración propia.

En general, los resultados de los análisis multicriterio dependen mucho de las evaluaciones realizadas, normalizaciones, escalas y de la selección de los pesos, es decir pueden variar según las consideraciones que se han realizado, por lo cual es conveniente añadir un análisis de sensibilidad, tomando diferentes consideraciones. Así mismo, para la toma de decisión se puede incluir un

proceso de retroalimentación o una negociación consensual entre los actores o interesados (analistas, expertos, decisores y/o usuarios).

Algunos ejemplos de métodos de análisis de decisión son:

- Normalización lineal. Es el método más sencillo de aplicar, los valores asignados a cada criterio son normalizados (llevados a una escala de "0" a "1", donde generalmente "0" representa la peor alternativa y "1" la mejor) a efecto de eliminar problemas de cálculo originados en la utilización de diferentes escalas y/o unidades utilizadas en la matriz de decisión. Los puntajes normalizados son adimensionales. Finalmente se promedian los valores de los criterios normalizados para cada alternativa, la alternativa que tenga el valor más cercano al "1" será el mejor, por el contrario entre menos sea el valor, peor será la alternativa.
- Ponderación lineal. Se realiza la normalización lineal, sin embargo en vez de promediar los valores como si todos los criterios tuvieran la misma importancia, se le asigna a cada criterio un peso porcentual según su importancia (la suma de los pesos porcentuales de todos los criterios debe dar el 100%) se multiplica el valor de las alternativas para cada criterio por el peso porcentual del criterio y finalmente se suman todos los valores para cada alternativa, al igual que en la normalización lineal, el valor más cercano al 1 será la mejor alternativa.
- Mínimo Arrepentimiento. Se realiza la normalización lineal, asociando el "1" a lo ideal y el "0" al peor valor. Posteriormente se compara por par de criterios cada alternativa, para todas las posibles combinaciones de par de criterios. El arrepentimiento mínimo corresponde a la distancia métrica mínima al punto de referencia ideal normalmente representado en el punto (1,1). La alternativa que tenga más valores cercanos a uno, será considerada la mejor, este método tiene la desventaja de que, al igual que la normalización lineal, carece de ponderación de la importancia de los criterios.
- Vector de posición de mínimo arrepentimiento. Como su nombre lo indica es similar al método de mínimo arrepentimiento, sin embargo al normalizar los valores se considera el "0" como la mejor opción y el "1" como la peor, además se les asigna a los criterios un peso porcentual. En vez de comparar los criterios por pares se comparan todos en conjunto, multiplicando el valor para cada criterio por la raíz del peso asignado a ese criterio, elevando al cuadrado este valor y sumándolo algebraicamente al de los otros criterios, para finalmente obtener la raíz cuadrada de aquella suma. El valor resultante es la magnitud del vector de posición del punto que representa a la alternativa. En este caso la alternativa cuyo vector de posición tenga la menor magnitud, es decir, el punto multidimensional que representa este más cercano al origen, será la mejor alternativa.
- Lógica Difusa. La lógica difusa es un lenguaje que permite trasladar sentencias sofisticadas del lenguaje natural a un lenguaje matemático formal, produciendo resultados exactos a partir de datos imprecisos. En general la lógica difusa se aplica tanto a sistemas de control, aplicaciones electrónicas y computacionales, como para modelar cualquier sistema continuo de ingeniería, física, biología o economía. Por lo tanto, la lógica difusa puede ser utilizada en el proceso de toma de decisiones como método de análisis multicriterio.
- Proceso de Análisis Jerárquico. Este método se considera el más poderoso, ya que permite incluir criterios evaluados tanto cualitativa como cuantitativamente, además considera más de 2 dimensiones (alternativas y criterios), es decir, permite evaluar más niveles, por ejemplo, alternativas respecto a indicadores, indicadores respecto a criterios, criterios

respecto a organismos o personas, organismos o personas respecto a el interés de una empresa particular, etc.

Además de estos métodos que son los más utilizados para el análisis de decisión, hay otros que consisten en variaciones de estos y otros menos comunes que utilizan metodologías distintas.

En esta tesis se ha decidido utilizar el proceso de análisis jerárquico por ser el método más completo, por la flexibilidad que ofrece al poder evaluar criterios tanto cuantitativa como cualitativamente y la capacidad de estructurar más niveles y más actores, considerando así de ser necesario distintas ponderaciones.

## **5.1 Caso base.**

El caso base, es el análisis de decisión de referencia, en el que se realiza la ponderación que se cree más pertinente, posteriormente en el análisis de sensibilidad se asignan distintos pesos porcentuales a los criterios para comprobar cuáles son las mejores alternativas en distintos escenarios.

### **5.1.1 Conjunto de alternativas.**

El conjunto de alternativas para la producción de hidrógeno, son las tecnologías explicadas en el capítulo 3 de esta tesis y sobre las cuales se han obtenido valores para los criterios en el capítulo 4.

A modo de resumen se volverán a expresar las alternativas seleccionadas a continuación.

- a) Gasificación de Carbón. (GC)
- b) Oxidación Parcial de Petróleo. (OPP)
- c) Reformado de Metano con vapor. (RMV)
- d) Gasificación de Biomasa. (GB)
- e) Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear. (S-I N)
- f) Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear. (EATN)
- g) Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica. (EPH)
- h) Electrólisis a partir de energía proveniente de Aerogeneradores. (EA)
- i) Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaica. (ECF)
- j) Electrólisis a partir de la mezcla de electricidad mundial. (EMmix)

### **5.1.2 Conjunto de criterios de evaluación.**

Para evaluar la sustentabilidad de los métodos de producción de hidrógeno se utilizan como criterios las tres características elementales de la sustentabilidad: el desarrollo económico, la protección ambiental y el desarrollo social. Cada uno de estos criterios, a su vez, es dividido en subcriterios o indicadores, los cuales fueron explicados y evaluados en el capítulo 4. Cabe destacar que hay indicadores que pueden pertenecer a más de un criterio, como se vio en ese mismo capítulo; la influencia que tiene cada indicador sobre los criterios se verá en el subtema del peso asignado a los indicadores y criterios.

A modo de resumen, se volverán a enlistar los criterios e indicadores a continuación.

1. Desarrollo económico.
  - a. Costo total de producción. (CTP)
  - b. Tendencia del precio de las energías. (TPE)

- c. Sensibilidad al incremento al precio de los energéticos. (SIPE)
- 2. Protección ambiental.
  - a. Potencial de calentamiento global. (PCG)
  - b. Potencial de acidificación. (PA)
  - c. Potencial de eutrofización. (PE)
  - d. Transformación de tierra natural. (TTN)
- 3. Desarrollo social.
  - a. Generación de empleo. (GE)
  - b. Impacto sobre la salud humana en condiciones normales de operación. (ISHCNO)
  - c. Accidentes severos. (AS)

### 5.1.3 Conjunto de pesos asignados a los criterios.

En el caso base se ha decidido asignarle el mismo peso (33.33%) a cada uno de los criterios que conforman el desarrollo sustentable, del mismo modo que se hace en la mayoría de las publicaciones de evaluación de sustentabilidad, puesto que se considera que ésta recae igualmente sobre cada una de estas características. Más adelante, en los análisis de sensibilidad, se modifican los pesos de los criterios tomando diferentes consideraciones para evaluar los distintos resultados que estas consideraciones podrían arrojar.

El criterio económico se compone de 3 indicadores, entre los cuales se reparte el peso porcentual de la siguiente manera: el costo total de producción por ser la información económica más contundente e importante se le asigna un 70%, de manera similar que una referencia de evaluación de sustentabilidad (Hirschberg, 2004)<sup>74</sup>. Por otro lado se le asigna un peso porcentual de 15% a la tendencia del precio de las energías y a la sensibilidad del costo al precio de los energéticos primarios, esto ya que el primero representa el probable comportamiento futuro de los precios, mientras que el segundo indica cómo se verían afectados los costos de producción del hidrógeno ante un incremento de su energético primario del 100%.

El criterio ambiental por su parte se compone de 5 indicadores, entre los cuales se reparte el peso porcentual de la siguiente manera: al potencial de calentamiento global se le ha asignado un 50% por ser el sector energético el que mayor tiene contribución tiene a este fenómeno natural. Asimismo se le asigna un 25% al potencial de acidificación, ya que los efectos que causan son significativos, tanto en el aspecto ambiental, empobreciendo los suelos y afectando a la flora y fauna, como en el económico, repercutiendo en la agricultura y otras actividades afines, sin embargo se ha considerado que este daño económico es relativamente pequeño en comparación con los que se han tomado en cuenta para el criterio, finalmente también existen daños sociales, por la reducción de la calidad de vida e incluso provocando muertes anticipadas, las cuales se consideran en un indicador aparte en el criterio social. Se le ha asignado 15% al potencial de eutrofización, valor que es relativamente bajo, pero esto se debe a que, en contraste con el potencial de calentamiento global y el de acidificación, el potencial de eutrofización no es causado primordialmente por actividades del sector energético, sino por actividades como la agricultura y la ganadería (Aparicio)<sup>74</sup>. Al indicador de transformación de tierra natural se le asignó 5% debido a que representa una problemática endémica y con una planeación adecuada se pueden minimizar estos daños, de igual forma se le ha asignado 5% a los accidentes severos indicador que en el capítulo pasado fue catalogado en el criterio social, pero ya que los humanos compartimos la

<sup>74</sup> Aparicio, Rafael. "Eutrofización: causas y efectos", consultado en Agosto del 2013 en <http://triplenlace.com/2012/09/27/eutrofizacion-causas-y-efectos/>

misma vulnerabilidad que la mayoría de los otros seres vivos a estos accidentes también se pueden considerar para el criterio ambiental, de modo que este indicador evalúa si la actividad es soportable. Se puede ver que la selección de porcentajes que es consistente la principal referencia tomada en cuenta de evaluación de sustentabilidad (Hirschberg, 2004)<sup>48</sup>.

El criterio social, por su parte, se compone de tres indicadores, entre los cuales se reparte el peso porcentual de la siguiente manera: el impacto sobre la salud humana en condiciones regulares se le asignó 60% del peso, ya que las afecciones en condiciones regulares, principalmente para los recursos fósiles, tienen un impacto mucho mayor en la cantidad de personas afectadas que las afecciones en accidentes severos y son repercusiones más severas que una menor creación de empleos, al indicador de empleo se le asignó 30% del peso, ya que sigue siendo un indicador significativo para la sociedad, finalmente se le asignó un 10% al indicador de accidentes severos, que ya ha sido explicado en el criterio ambiental.

#### **5.1.4 Método de jerarquización. Proceso de análisis jerárquico (AHP)**

Se ha decidido utilizar como método de análisis de decisión el “Proceso de análisis jerárquico”, por ser el método de análisis de decisión más completo, flexible y ampliamente utilizado.

El Proceso Analítico Jerárquico (AHP por sus siglas en inglés) fue desarrollado por el matemático Thomas L. Saaty a fines de los años 70's y consiste en formalizar la comprensión intuitiva de problemas complejos mediante la construcción de un modelo jerárquico (Hurtado, 2005)<sup>75</sup>.

Por medio del modelo jerárquico, el AHP, permite organizar la información del problema, descomponerla y analizarla por partes, visualizar las variaciones presentadas cuando existen cambios en cada nivel de jerarquía y sintetizar.

Las principales ventajas del proceso de análisis jerárquico frente a otros métodos de decisión multicriterio son:

- Presenta un sustento matemático.
- Permite desglosar y analizar un problema por partes.
- Permite la participación de diferentes personas o grupos de interés y genera un consenso.
- Permite incorporar aspectos cualitativos que suelen quedarse fuera del análisis debido a su complejidad para ser medidos, pero que pueden ser relevantes en algunos casos.
- Permite verificar el índice de consistencia y hacer correcciones, si es necesario.
- Genera una síntesis y da la posibilidad de realizar análisis de sensibilidad.
- Es de fácil aplicación y permite que su solución se pueda complementar con métodos matemáticos de optimización.

##### **5.1.4.1 Definición de objetivo.**

Se pretende evaluar la sustentabilidad de los métodos de producción de hidrógeno a escala global para las condiciones económicas, ambientales, sociales y tecnológicas presentes.

---

<sup>75</sup> Toskano Hurtado, Gérard Bruno. “El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) como herramienta para la toma de decisiones en la selección de proveedores: aplicación en la selección del proveedor para la empresa gráfica comercial MYE S.R.L.”. 2005.

#### **5.1.4.2 Árbol de jerarquías.**

El árbol de jerarquías consiste en la organización por niveles de la información disponible, siendo el nivel superior el de mayor importancia, la meta impuesta o el tomador de decisión, el nivel inferior por su parte consiste en las alternativas a evaluar y los niveles intermedios son los que califican cada una de las alternativas en cuanto a su valor para los criterios y jerarquizan los criterios con respecto a la meta o al tomador de decisión.

El árbol de jerarquías puede construirse de arriba a abajo o de abajo hacia arriba. Cuando se construye de arriba hacia abajo se inicia con la identificación de los criterios más globales (de lo más general a lo más particular). En la construcción de abajo hacia arriba, primero se generan todas las características de las alternativas y posteriormente se construye el modelo jerárquico, agrupando aquellas características que mantienen un factor común con ellas (criterios y subcriterios) hasta llegar al objetivo general.

En este caso el primer nivel le es asignado a la sustentabilidad, pues es lo que se busca evaluar de las alternativas, el segundo nivel corresponde a los criterios que caracterizan la sustentabilidad: desarrollo económico, protección ambiental y desarrollo social, el tercer nivel es representado por los indicadores, en los cuales a diferencia del nivel anterior no todos se interrelacionan con todos los criterios, de hecho a excepción del indicador de accidentes severos, todos los demás se relacionan sólo con un criterio. El cuarto y último nivel corresponde a las alternativas, las cuales están interrelacionadas en su totalidad con todos los indicadores. El árbol de jerarquías es ilustrado por la figura 30.



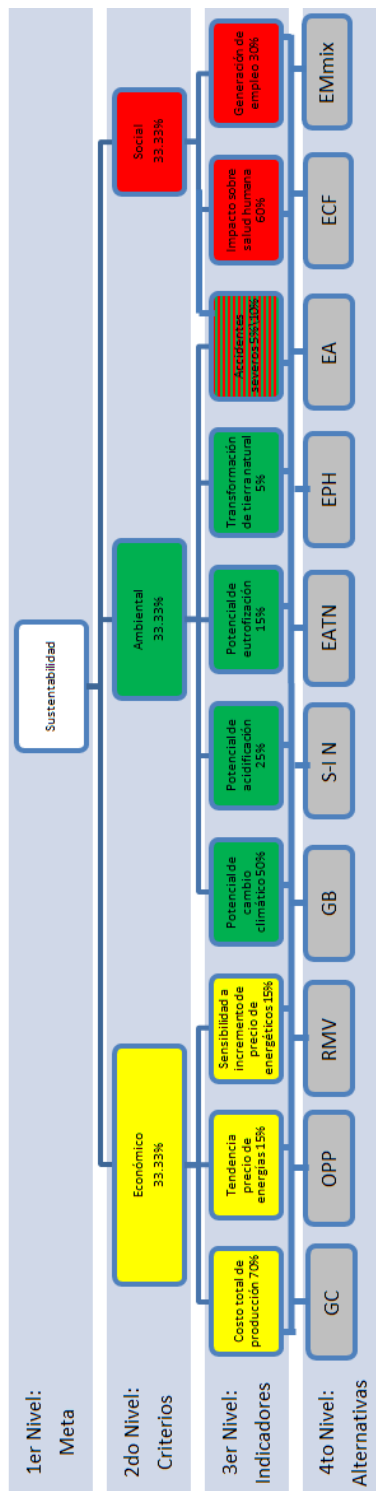


Figura 30. Árbol de jerarquías.

Fuente: Elaboración propia

### 5.1.4.3 Comparación por pares.

Es una matriz cuadrada que contiene comparaciones pareadas de alternativas o criterios. Sea  $\mathbf{A}$  una matriz  $n \times n$ , donde  $n \in \mathbb{Z}^+$  (enteros positivos). Sea  $a_{ij}$  el elemento  $(i, j)$  de  $\mathbf{A}$ , para  $i = 1, 2, \dots, n$ ,  $j = 1, 2, \dots, n$ . Decimos que  $\mathbf{A}$  es una matriz de comparaciones pareadas de  $n$  alternativas, si  $a_{ij}$  es la medida de la preferencia de la alternativa en el renglón  $i$  cuando se le compara con la alternativa de la columna  $j$ . Cuando  $i = j$ , el valor de  $a_{ij}$  será igual a 1, pues se está comparando la alternativa consigo misma (Hurtado, 2005)<sup>76</sup>.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ 1/a_{12} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1/a_{1n} & 1/a_{2n} & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (15)$$

El AHP sustenta esto con los axiomas referidos a cada una de las condiciones siguientes:

**Axioma 1.** Condición de juicios recíprocos. Si  $\mathbf{A}$  es una matriz de comparaciones pareadas se cumple que:

$$a_{ij} = \frac{1}{a_{ji}} \quad (16)$$

**Axioma 2.** Condición de homogeneidad de los elementos. Los elementos que se comparan son del mismo orden de magnitud, o jerarquía.

**Axioma 3.** Condición de estructura jerárquica o dependiente. Existe dependencia jerárquica en los elementos de dos niveles consecutivos.

**Axioma 4.** Condición de expectativas de orden de rango. Las expectativas deben estar representadas en la estructura en términos de criterios y alternativas.

En el caso de esta tesis, primero se obtienen las matrices de comparación por par de las alternativas (nivel 4) respecto a cada uno de los indicadores (nivel 3).

Estas matrices de comparación por par son matrices cuadradas de  $n \times n$ , donde tanto las filas como las columnas estén representadas por las  $n$  alternativas respecto a cada criterio, por lo tanto en este primer paso, las matrices de comparación por par son de  $10 \times 10$ , ya que hay 10 alternativas y se realizará una por cada indicador, es decir, 10 matrices de comparación por par.

Los valores de la matriz de comparación por par están definidos por la preferencia que se le da al elemento de la fila ( $i$ ) sobre el de la columna ( $j$ ) utilizando la escala de Saaty, tabla 58, con respecto al elemento del nivel inmediato superior (indicadores).

La escala de Saaty le asigna un valor numérico a preferencias cualitativas, en el caso de las alternativas respecto a los indicadores todos los valores son cuantitativos, aunque sería ideal asignar los valores de la escala de Saaty por medio de fórmulas matemáticas para prevenir errores de interpretación, la ventaja que ofrece calificar cualitativamente es que no todos los indicadores

son iguales y mientras en algunos una variación de decimales puede ser despreciable, en otros puede ser muy significativo.

Planteamiento verbal de la preferencia	Calificación Numérica
A es extremadamente preferible a B	9
A es entre muy fuerte y extremadamente preferible a B	8
A es muy fuertemente preferible a B	7
A es entre fuerte y muy fuertemente preferible a B	6
A es fuertemente preferible a B	5
A es entre moderada y fuertemente preferible a B	4
A es moderadamente preferible a B	3
A es entre igual y moderadamente preferible a B	2
A es igualmente preferible a B	1

Tabla 58. Escala de preferencia de Saaty.

Fuente: Hurtado, 2005.

La tabla 59 muestra la matriz de comparación por pares de las alternativas respecto al costo total de producción, se ha decidido asignar un 2 en la escala de Saaty a valores preferibles entre valores muy cercanos, de este modo aunque en relación a las otras alternativas los valores sean los mismos no se tendrán dos alternativas con valores iguales, los demás valores serán asignados cualitativamente.

CTP	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	1/3	1/2	1/2	6	5	2	4	9	5
OPP	3	1	3	2	7	6	4	5	9	6
RMV	2	1/3	1	1/2	6	5	2	4	9	5
GB	2	1/2	2	1	6	5	3	4	9	5
S-I N	1/6	1/7	1/6	1/6	1	1/2	1/5	1/3	5	1/2
EATN	1/5	1/6	1/5	1/5	2	1	¼	1/2	6	1/2
EPH	1/2	1/4	1/2	1/3	5	4	1	3	9	4
EA	1/4	1/5	1/4	1/4	3	2	1/3	1	7	2
ECF	1/9	1/9	1/9	1/9	1/5	1/6	1/9	1/7	1	1/6
EMmix	1/5	1/6	1/5	1/5	2	2	¼	1/2	6	1
Suma	1697/180	4037/1260	1427/180	947/180	191/5	92/3	1183/90	472/21	70	175/6

Tabla 59. Matriz de comparación por pares del costo total de producción del hidrógeno.

#### 5.1.4.4 Síntesis.

Después de construir la matriz de comparaciones pareadas, se puede calcular lo que se denomina prioridad de cada uno de los elementos que se comparan. A esta parte del método AHP se le conoce como "síntesis"; para obtenerla se requiere el cálculo de valores y vectores característicos. Sin embargo, las prioridades sintetizadas pueden aproximarse mediante los siguientes pasos algebraicos.

1. Sumar los valores en cada columna de la matriz de comparaciones pareadas.
2. Dividir cada elemento de tal matriz entre el total de su columna; a la matriz resultante se le denomina matriz de comparaciones pareadas normalizada.
3. Calcular el promedio de los elementos de cada renglón (de las prioridades relativas de los elementos que se comparan).

La síntesis obtendrá prioridades generales y una ordenación de las alternativas.

Para obtener la matriz de comparaciones pareadas normalizada, cada valor se divide entre el resultado de la suma de su columna, dando como resultado la tabla 60, en la cual adicionalmente se muestra el promedio de las filas, al cual, se le llamará vector de prioridades (paso 3).

CTP	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix	Prom
180/1427	180/1697	420/4037	90/1427	90/947	30/191	30/184	180/1183	168/944	9/70	30/175	0.132
540/1427	540/1697	1260/4037	540/1427	360/947	35/191	36/184	360/1183	210/944	9/70	36/175	0.263
350/1427	360/1697	420/4037	180/1427	90/947	30/191	30/184	180/1183	168/944	9/70	30/175	0.149
360/1427	360/1697	630/4037	360/1427	180/947	30/191	30/184	270/1183	168/944	9/70	30/175	0.184
30/1427	30/1697	180/4037	30/1427	30/947	5/191	3/184	18/1183	14/944	5/70	2/175	0.028
36/1427	36/1697	210/4037	36/1427	36/947	10/191	6/184	45/2366	21/944	6/70	2/175	0.037
90/1427	90/1697	315/4037	90/1427	60/947	25/191	24/184	90/1183	126/944	9/70	24/175	0.099
45/1427	45/1697	252/4037	45/1427	45/947	15/191	12/184	30/1183	42/944	7/70	12/175	0.055
20/1427	20/1697	140/4037	20/1427	20/947	1/191	1/184	10/1183	6/944	1/70	1/175	0.013
36/1427	36/1697	210/4037	36/1427	36/947	10/191	12/184	45/2366	21/944	6/70	6/175	0.042

Tabla 60. Matriz de comparaciones pareadas normalizada para el costo de producción de hidrógeno.

El vector de prioridades o vector de jerarquía, tabla 61, indica la preferencia que se tiene de cada elemento del nivel inferior respecto a un elemento del nivel superior, mediante valores normalizados, es decir, la suma de estos valores resultan en la unidad. En este caso el vector de jerarquía indica la preferencia de las alternativas respecto al indicador de costo total de producción del hidrógeno.

Alternativas	Vector de jerarquía W-CTP
GC	0.132
OPP	0.263
RMV	0.149
GB	0.184
S-I N	0.028
EATN	0.037
EPH	0.099
EA	0.055
ECF	0.013
EMmix	0.042

Tabla 61. Vector de jerarquía de los métodos de producción de hidrógeno respecto al costo de producción.

### 5.1.4.5 Consistencia

Para asegurar que la toma de decisión sea lo más objetiva posible, las preferencias durante el transcurso de las comparaciones pareadas, deben tener consistencia. Sin embargo, la consistencia perfecta es muy difícil de lograr, por lo que, existirá un cierto grado de inconsistencia en casi cualquier conjunto de comparaciones pareadas.

El AHP ofrece un método para medir el grado de consistencia entre las prioridades. Si el grado de consistencia es aceptable, se continúa con el proceso de decisión. Si el grado de consistencia es inaceptable, quien toma las decisiones debe reconsiderar y modificar sus preferencias sobre las comparaciones pareadas antes de continuar con el análisis.

Sea **A** una matriz cuadrada de comparaciones pareadas, será consistente si:

$$a_{ij}a_{jk} = a_{ik}, \quad \text{para } i, j, k = 1, 2, \dots, n \quad (18)$$

Es decir, se requiere que todas las columnas (y renglones) de **A** sean *linealmente dependientes*. En particular, las columnas de cualquier matriz de comparaciones pareadas de 2x2 son linealmente dependientes y, por lo tanto una matriz cuadrada de 2x2 siempre será consistente.

Para determinar si el grado de consistencia es o no aceptable, se necesita obtener una medida cuantificable de la matriz de comparación **A**  $n \times n$  (donde  $n$  es el número de alternativas a comparar). Si la matriz **A** es perfectamente consistente produce una matriz **N**  $n \times n$  normalizada, de elementos  $w_{ij}$  (para  $i, j = 1, 2, \dots, n$ ), donde todas las columnas son idénticas, es decir,  $w_{12} = w_{13} = \dots = w_{1n} = w_1$ ;  $w_{21} = w_{23} = \dots = w_{2n} = w_2$ ;  $w_{n1} = w_{n2} = \dots = w_{nn} = w_n$  (Hurtado, 2005)<sup>76</sup>.

$$\mathbf{N} = \begin{pmatrix} w_1 & w_1 & \dots & w_1 \\ w_2 & w_2 & \dots & w_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ w_n & w_n & \dots & w_n \end{pmatrix} \quad (19)$$

Entonces, la matriz de comparaciones pareadas correspondiente a **A**, se puede determinar a partir de **N**, dividiendo los elementos de la columna  $i$  entre  $w_i$  (proceso inverso de determinación de **N** a partir de **A**), es decir:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & w_1/w_2 & \dots & w_1/w_n \\ w_2/w_1 & 1 & \dots & w_2/w_n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ w_n/w_1 & w_n/w_2 & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (20)$$

Ahora, multiplicando la matriz A obtenida a partir de N con el vector columna W, tenemos:

$$\begin{pmatrix} 1 & w_1/w_2 & \dots & w_1/w_n \\ w_2/w_1 & 1 & \dots & w_2/w_n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w_n/w_1 & w_n/w_2 & \dots & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} nw_1 \\ nw_2 \\ \vdots \\ nw_n \end{pmatrix} = n \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} \quad (21)$$

Por lo tanto,  $A$  será consistente sí y sólo sí:

$$\mathbf{AW} = n\mathbf{W} \quad (22)$$

Donde  $\mathbf{W}$  es un vector columna de pesos relativos  $w_i$ , ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) y se aproxima con el promedio de los  $n$  elementos del renglón en la matriz normalizada  $\mathbf{N}$ . Ahora, nombrando a dicho promedio como " $\bar{W}$ " se tiene que:

$$A\bar{W} = n_{\max}\bar{W} \quad (23)$$

Donde  $n_{\max} \geq n$ . Entre más cercana sea  $n_{\max}$  a  $n$ , más consistente será la matriz de comparaciones pareadas  $\mathbf{A}$ . Como resultado, el AHP calcula la razón de consistencia ( $\mathbf{RC}$ ) como el cociente entre el índice de consistencia de  $\mathbf{A}$  ( $\mathbf{IC}$ ) y el índice de consistencia aleatorio ( $\mathbf{IA}$ ).

$$RC = \frac{IC}{IA} \quad (24)$$

$\mathbf{IC}$  se calcula como:

$$IC = \frac{n_{\max} - n}{n - 1} \quad (25)$$

El valor de  $n_{\max}$  se calcula de la **Ecuación (17)** observando que la  $i$ -ésima ecuación es:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}\bar{w}_j = n_{\max}\bar{w}_i, i = 1, 2, \dots, n \quad (26)$$

Y sabiendo que  $\sum_{i=1}^n w_i = 1$ , tenemos:

$$\sum_{i=1}^n \left( \sum_{j=1}^n a_{ij}\bar{w}_j \right) = n_{\max} \sum_{i=1}^n \bar{w}_i \quad (27)$$

Esto significa que el valor de  $n_{\max}$  se determina al calcular primero el vector columna  $\mathbf{A}$  y después sumando sus elementos.

Como ya se mencionó,  $\mathbf{IA}$  es el índice aleatorio de consistencia de  $\mathbf{A}$ , es decir, el índice de consistencia de una matriz de comparaciones pareadas generada en forma aleatoria. Se puede

mostrar que el **IA** depende del número de elementos que se comparan, y asume los valores mostrados en la tabla 62.

<b># de elementos a comparar (n)</b>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>valor del índice aleatorio (IA)</b>	0	0	0.58	0.89	1.11	1.24	1.32	1.4	1.45	1.49

Tabla 62. Valores de los índices aleatorio de consistencia de A (IA).

Fuente: Hurtado, 2005

Se considera que los valores **RC** de 0.10 o menores determinan un grado aceptable de consistencia en las comparaciones pareadas. Cuando los valores exceden de 0.10, los juicios se consideran como inconsistentes.

Para identificar si el proceso para el costo total de producción de hidrógeno es consistente, se multiplica la matriz de comparaciones pareadas sin normalizar por el vector de jerarquía, obteniendo como resultado la tabla 63.

AWCTP
1.475
2.921
1.681
2.065
0.283
0.378
1.096
0.585
0.131
0.435

Tabla 63. Primer vector de comprobación.

Posteriormente dividimos cada valor de este vector de comprobación (AW1) entre el valor que ocupa la misma posición en el vector de jerarquía (W1), obteniendo como resultado el vector AW1/W1.

AWCTP/WCTP
11.1876
11.11109
11.30188
11.24243
10.26367
10.33517
11.02992
10.62864
10.30429
10.4773
Promedio 10.7882

Tabla 64. Segundo vector de comprobación AWCTP/WCTP.

Posteriormente obtenemos el índice de consistencia como se muestra en la ecuación 28,  $IC=0.088$ , así mismo se obtiene la razón de consistencia dividiendo ese valor entre el índice de consistencia aleatorio para 10 alternativas (1.49), expuesto en la tabla 62.  $RC=0.059$ , ya que la razón de consistencia es menor a 0.1, podemos concluir que hay consistencia.

A continuación se muestran las matrices de comparación por pares de las alternativas para todos los indicadores, de la tabla 65 a 73.

TPE	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	1/2	3	1/4	2	2	1/5	1/5	1/8	1/2
OPP	2	1	3	1/4	2	2	1/5	1/5	1/8	1/2
RMV	1/3	1/3	1	1/6	1/2	1/2	1/7	1/7	1/9	1/3
GB	4	4	6	1	5	5	1/3	1/3	1/6	3
S-I N	1/2	1/2	2	1/5	1	1	1/7	1/7	1/9	1/2
EATN	1/2	1/2	2	1/5	1	1	1/7	1/7	1/9	1/2
EPH	5	5	7	3	7	7	1	2	1/4	6
EA	5	5	7	3	7	7	1/2	1	1/4	6
ECF	8	8	9	6	9	9	4	4	1	8
EMmix	2	2	3	1/3	2	2	1/6	1/6	1/8	1

Tabla 65. Matriz de comparación por pares de la tendencia del precio de las energías.



SIPE	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	3	4	1/2	1/3	1/3	1/6	1/6	1/5	1/2
OPP	1/3	1	2	1/4	1/5	1/5	1/8	1/8	1/7	1/2
RMV	1/4	1/2	1	1/5	1/6	1/6	1/9	1/9	1/8	1/4
GB	2	4	5	1	1/2	1/2	1/5	1/5	1/4	2
S-I N	3	5	6	2	1	1	1/4	1/4	1/3	3
EATN	3	5	6	2	1	1	1/4	1/4	1/3	3
EPH	6	8	9	5	4	4	1	2	2	6
EA	6	8	9	5	4	4	1/2	1	2	6
ECF	5	7	8	4	3	3	1/2	1/2	1	5
EMmix	2	3	4	1/2	1/3	1/3	1/6	1/6	1/5	1

Tabla 66. Matriz de comparación por pares de la sensibilidad al incremento del precio de energéticos primarios.

PCG	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	1/4	1/4	1/6	1/6	1/8	1/8	1/8	1/7	3
OPP	4	1	2	1/4	1/4	1/6	1/6	1/7	1/4	4
RMV	4	1/2	1	1/4	1/4	1/6	1/6	1/6	1/4	4
GB	6	4	4	1	1/2	1/4	1/4	1/5	1/2	8
S-I N	6	4	4	2	1	1/4	1/4	1/4	1/2	8
EATN	8	6	6	4	4	1	2	1/2	4	9
EPH	8	6	6	4	4	1/2	1	1/3	4	9
EA	8	7	6	5	4	2	3	1	5	6
ECF	7	4	4	2	2	1/4	1/4	1/5	1	8
EMmix	1/3	1/4	1/4	1/8	1/8	1/9	1/9	1/9	1/8	1

Tabla 67. Matriz de comparación por pares del potencial de calentamiento global.

PA	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	1/3	1/7	1/4	1/9	1/9	1/9	1/9	1/6	1/2
OPP	3	1	1/5	1/2	1/8	1/8	1/8	1/8	1/4	2
RMV	7	5	1	1/4	1/6	1/5	1/6	1/5	2	4
GB	4	2	1/4	1	1/7	1/7	1/7	1/7	1/5	3
S-I N	9	8	6	7	1	2	1/2	2	6	9
EATN	9	8	5	7	1/2	1	1/2	2	4	9
EPH	9	8	6	7	2	2	1	2	6	9
EA	9	8	5	7	1/2	1/2	1/2	1	5	9
ECF	6	4	1/2	5	1/6	1/5	1/6	1/5	1	6
EMmix	2	1/2	1/6	1/3	1/9	1/9	1/9	1/9	1/6	1

Tabla 68. Matriz de comparación por pares del potencial de acidificación.

PE	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	1/3	4	6	1/7	1/7	1/6	1/6	3	7
OPP	3	1	5	6	1/5	1/5	1/4	¼	4	8
RMV	1/4	1/5	1	3	1/8	1/8	1/8	1/8	1/2	5
GB	1/6	1/6	1/3	1	1/9	1/9	1/9	1/9	1/5	3
S-I N	7	5	8	9	1	1	2	2	8	9
EATN	7	5	8	9	1	1	2	2	8	9
EPH	6	4	8	9	1/2	1/2	1	½	8	9
EA	6	4	8	9	1/2	1/2	2	1	8	9
ECF	1/3	1/4	2	5	1/8	1/8	1/8	1/8	1	5
EMmix	1/7	1/8	1/5	1/3	1/9	1/9	1/9	1/9	1/5	1

Tabla 69. Matriz de comparación por pares del potencial de eutrofización.

TTN	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	3	1/3	1/3	1/5	1/7	3	1/3	2	3
OPP	1/3	1	1/5	1/5	1/7	1/9	1/2	1/5	1/3	5
RMV	3	5	1	2	1/3	1/5	5	2	4	5
GB	3	5	1/2	1	1/3	1/5	5	2	4	5
S-I N	5	7	3	3	1	1/3	7	4	6	7
EATN	7	9	5	5	3	1	9	6	8	9
EPH	1/3	2	1/5	1/5	1/7	1/9	1	1/4	1/3	1/2
EA	3	5	1/2	1/2	1/4	1/6	4	1	3	5
ECF	1/2	3	1/4	1/4	1/6	1/8	3	1/3	1	3
EMmix	1/3	2	1/5	1/5	1/7	1/9	2	1/5	1/3	1

Tabla 70. Matriz de comparación por pares de la transformación de tierra natural.

GE	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	3	3	2	3	5	1/4	2	1/8	1/3
OPP	1/3	1	2	1/2	2	4	1/6	1/3	1/9	1/5
RMV	1/3	1/2	1	1/2	2	3	1/5	1/2	1/9	1/4
GB	1/2	2	2	1	2	4	1/6	1/3	1/9	1/5
S-I N	1/3	1/2	1/2	1/2	1	3	1/5	1/2	1/9	1/4
EATN	1/5	1/4	1/3	1/4	1/3	1	1/7	1/4	1/9	1/5
EPH	4	6	5	6	5	7	1	5	1/6	2
EA	1/2	3	2	3	2	4	1/5	1	1/8	1/3
ECF	8	9	9	9	9	9	6	8	1	7
EMmix	3	5	4	5	4	5	1/2	3	1/7	1

Tabla 71. Matriz de comparación por pares de generación de empleo.

ISHCNO	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	1/3	1/7	1	1/7	1/8	1/7	1/7	1/8	2
OPP	3	1	1/4	3	1/5	1/6	1/4	1/5	1/3	3
RMV	7	4	1	7	1/2	1/3	1	½	3	7
GB	1	1/3	1/7	1	1/7	1/8	1/7	1/7	1/8	2
S-I N	7	5	2	7	1	1/2	2	1	4	8
EATN	8	6	3	8	2	1	3	2	5	9
EPH	7	4	1	7	1/2	1/3	1	½	3	7
EA	7	5	2	7	1	1/2	2	1	4	8
ECF	8	3	1/3	8	1/4	1/5	1/3	¼	1	4
EMmix	1/2	1/3	1/7	1/2	1/8	1/9	1/7	1/8	1/4	1

Tabla 72. Matriz de comparación por pares de impacto sobre la salud humana.

AS	GC	OPP	RMV	GB	S-I N	EATN	EPH	EA	ECF	EMmix
GC	1	2	1/2	1/6	1/4	1/4	1/6	1/9	1/7	1/2
OPP	1/2	1	1/3	1/7	1/5	1/5	1/7	1/9	1/8	1/4
RMV	2	3	1	1/5	1/3	1/3	1/5	1/8	1/6	2
GB	6	7	5	1	3	3	1/2	1/6	1/3	6
S-I N	4	5	3	1/3	1	1	1/3	1/7	1/4	4
EATN	4	5	3	1/3	1	1	1/3	1/7	1/4	4
EPH	6	7	5	2	3	3	1	1/6	1/3	6
EA	9	9	8	6	7	7	6	1	4	9
ECF	7	8	6	3	4	4	3	¼	1	7
EMmix	2	2	1/2	1/6	1/4	1/4	1/6	1/9	1/7	1

Tabla 73. Matriz de comparación por pares de muertes por accidentes severos.

Posteriormente, se obtienen los vectores de jerarquía del resto de los indicadores, tablas 74 a 82, en las cuales el último renglón indica la razón de consistencia calculada para cada matriz de comparaciones pareadas, con lo que se comprueba que todas las matrices son consistentes, ya que para todos los casos la razón de consistencia es menor que una décima ( $RC \leq 0.1$ ).

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía TPE
GC	0.0376
OPP	0.0429
RMV	0.0184
GB	0.1046
S-I N	0.0255
EATN	0.0255
EPH	0.1837
EA	0.1644
ECF	0.3491
EMmix	0.0483
RC	0.05

Tabla 74. Vector de jerarquía de la tendencia del precio de las energías.

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía SIPE
GC	0.0381
OPP	0.0215
RMV	0.0157
GB	0.0585
S-I N	0.0853
EATN	0.0853
EPH	0.26
EA	0.2238
ECF	0.1682
EMmix	0.0435
RC	0.042

Tabla 75. Vector de jerarquía la sensibilidad al incremento del precio de energéticos primarios.

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía PCG
GC	0.0197
OPP	0.0382
RMV	0.0345
GB	0.0756
S-I N	0.0857
EATN	0.2022
EPH	0.1726
EA	0.2628
ECF	0.0952
EMmix	0.0135
RC	0.08

Tabla 76. Vector de jerarquía del potencial de calentamiento global.

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía PA
GC	0.0142
OPP	0.0243
RMV	0.0577
GB	0.0329
S-I N	0.2114
EATN	0.1732
EPH	0.2472
EA	0.1567
ECF	0.0649
EMmix	0.0175
RC	0.057

Tabla 77. Vector de jerarquía del potencial de acidificación.

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía PE
GC	0.0547
OPP	0.076
RMV	0.0283
GB	0.0179
S-I N	0.2237
EATN	0.2237
EPH	0.1531
EA	0.1736
ECF	0.0358
EMmix	0.0131
RC	0.096

Tabla 78. Vector de jerarquía del potencial de eutrofización.

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía TTN
GC	0.0497
OPP	0.0292
RMV	0.1134
GB	0.1011
S-I N	0.1983
EATN	0.3357
EPH	0.0229
EA	0.0822
ECF	0.0414
EMmix	0.0262
RC	0.098

Tabla 79. Vector de jerarquía de la transformación de tierra natural.

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía GE
GC	0.0752
OPP	0.0398
RMV	0.034
GB	0.0458
S-I N	0.029
EATN	0.0171
EPH	0.1729
EA	0.0617
ECF	0.4
EMmix	0.1245
RC	0.072

Tabla 80. Vector de jerarquía de generación de empleo.

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía ISHCNO
GC	0.0211
OPP	0.0398
RMV	0.1171
GB	0.0211
S-I N	0.1692
EATN	0.2523
EPH	0.1171
EA	0.1692
ECF	0.0764
EMmix	0.0167
RC	0.048

Tabla 81. Vector de jerarquía de impacto sobre la salud humana en condiciones normales de operación.

Procesos de producción de hidrógeno	Vector de jerarquía AS
GC	0.0213
OPP	0.0164
RMV	0.0334
GB	0.113
S-I N	0.0643
EATN	0.0643
EPH	0.1247
EA	0.3551
ECF	0.1826
EMmix	0.025
RC	0.06

Tabla 82. Vector de jerarquía de muertes por accidentes severos.

### 5.1.4.6 Matriz y vector de prioridades.

El vector de prioridades es aquél que define la importancia que tienen los criterios respecto a la meta global. Como se muestra a continuación:

$$\begin{array}{c}
 \text{Meta} \\
 \text{Global} \\
 \begin{array}{l}
 \text{Criterio 1} \\
 \text{Criterio 2} \\
 \dots \\
 \text{Criterio } m
 \end{array}
 \begin{pmatrix}
 P'_1 \\
 P'_2 \\
 \dots \\
 P'_m
 \end{pmatrix}
 \end{array}
 \quad (28)$$

Donde  $m$  es el número de criterios y  $P'_i$  es la prioridad del criterio  $i$  con respecto a la meta global, para  $i = 1, 2, \dots, m$ .

Se le llama matriz de prioridad generalmente a la que resume las prioridades para cada alternativa en términos de cada criterio. Para  $m$  criterios y  $n$  alternativas tenemos:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 \text{Alternativa 1} \\
 \text{Alternativa 2} \\
 \dots \\
 \text{Alternativa } n
 \end{array}
 \begin{array}{cccc}
 \text{Criterio 1} & \text{Criterio 2} & \dots & \text{Criterio } m \\
 \left( \begin{array}{cccc}
 P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\
 P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots \\
 P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nm}
 \end{array} \right)
 \end{array}
 \end{array}
 \quad (29)$$

Donde  $P_{ij}$  es la prioridad de la alternativa  $i$  con respecto al criterio  $j$ , para  $i = 1, 2, \dots, n$ ; y  $j = 1, 2, \dots, m$ .

La prioridad global para cada alternativa de decisión se resume en el vector columna que resulta del producto de la matriz de prioridades con el vector de prioridades de los criterios.

$$\begin{pmatrix}
 P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1m} \\
 P_{21} & P_{22} & \dots & P_{2m} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots \\
 P_{n1} & P_{n2} & \dots & P_{nm}
 \end{pmatrix}
 \begin{pmatrix}
 P'_1 \\
 P'_2 \\
 \dots \\
 P'_m
 \end{pmatrix}
 =
 \begin{pmatrix}
 Pg_1 \\
 Pg_2 \\
 \dots \\
 Pg_n
 \end{pmatrix}
 \quad (30)$$

Donde  $P_{gi}$  es la prioridad global (respecto a la meta global) de la alternativa  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) (Hurtado, 2005)<sup>76</sup>.

En el caso de esta tesis hay más de una matriz de prioridades, teniendo como común denominador que en todos los casos evalúan la prioridad que tienen los elementos del nivel inferior respecto a uno o más elementos del nivel superior.

Las matrices de prioridades que requiere este estudio son la de alternativas respecto a indicadores económicos, alternativas respecto a indicadores ambientales, alternativas respecto a indicadores sociales, indicadores económicos respecto al criterio económico, indicadores ambientales respecto al criterio ambiental e indicadores sociales respecto al criterio social, además del vector de prioridades, que indica las prioridades de los criterios respecto a la meta global (sustentabilidad).

En la tabla 83 se muestra la matriz de prioridades de alternativas respecto a todos los indicadores, ésta no se utilizará en el cálculo, sin embargo, se expresa para tener una idea previa de la prioridad de las alternativas normalizadas respecto a cada indicador. Del mismo modo las figuras 31 y 32 muestran gráficos que proveen ayuda visual, para evaluar las alternativas respecto a los indicadores. Como ya se había mencionado la suma de las calificaciones de las alternativas respecto a cada indicador es la unidad; entre mayor sea la calificación y por lo tanto la representación gráfica de cada alternativa, mejor está evaluada respecto a este indicador. La figura 31 presenta un gráfico de barras en el que el tamaño de la porción de la barra que representa a cada alternativa es la calificación que se le ha asignado respecto al criterio. Esta gráfica permite ver mejor la evaluación de cada alternativa respecto a cada criterio. La figura 32 presenta un gráfico radial en el que hay ejes en varias direcciones y sobre cada eje se puede ver la posición de las alternativas, cuando las curvas son externas en más indicadores, significa que son mejores alternativas; esta gráfica permite ver y comparar mejor todas las alternativas respecto a todos los criterios de manera global.

Matriz de prioridades	CTP	TPE	SIPE	PCG	PA	PE	TTN	GE	ISHCNO	AS
GC	0.13184	0.03756	0.03814	0.01966	0.01415	0.0547	0.0497	0.0752	0.0211	0.0213
OPP	0.26288	0.04295	0.02154	0.03821	0.02427	0.076	0.0292	0.0398	0.0398	0.0164
RMV	0.14876	0.01839	0.01567	0.0345	0.05767	0.0283	0.1134	0.034	0.1171	0.0334
GB	0.18369	0.10461	0.05846	0.07563	0.03293	0.0179	0.1011	0.0458	0.0211	0.113
S-I N	0.02761	0.02553	0.08534	0.08567	0.21142	0.2237	0.1983	0.029	0.1692	0.0643
EATN	0.03656	0.02553	0.08534	0.20217	0.17321	0.2237	0.3357	0.0171	0.2523	0.0643
EPH	0.09941	0.18372	0.26004	0.17263	0.2472	0.1531	0.0229	0.1729	0.1171	0.1247
EA	0.05502	0.16439	0.22378	0.26278	0.15675	0.1736	0.0822	0.0617	0.1692	0.3551
ECF	0.01271	0.34905	0.16819	0.09524	0.0649	0.0358	0.0414	0.4	0.0764	0.1826
EMmix	0.04153	0.04827	0.04348	0.01352	0.01751	0.0131	0.0262	0.1245	0.0167	0.025

Tabla 83. Matriz de prioridades de alternativas respecto a indicadores.



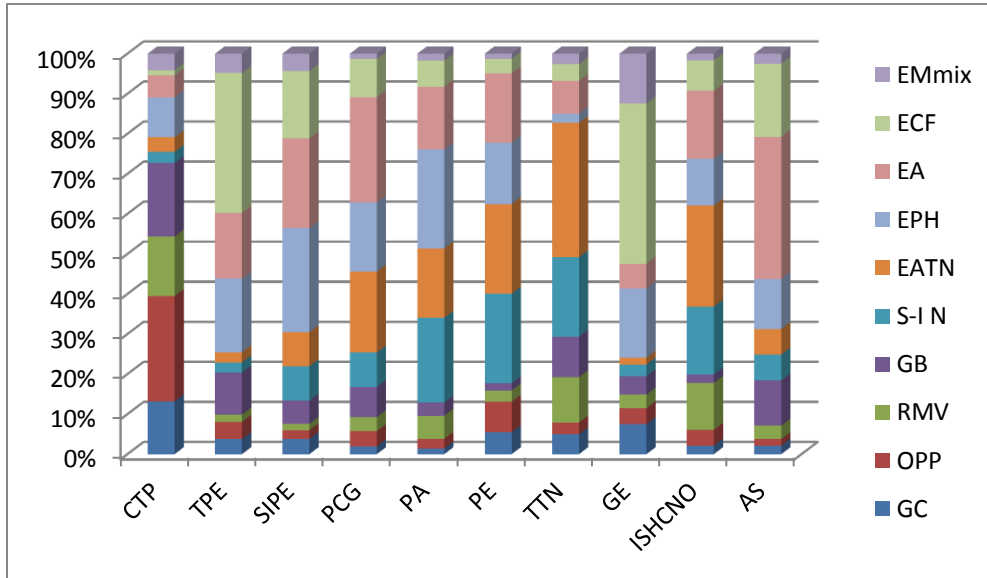


Figura 31. Evaluación de las alternativas respecto a cada indicador (gráfica de barras).

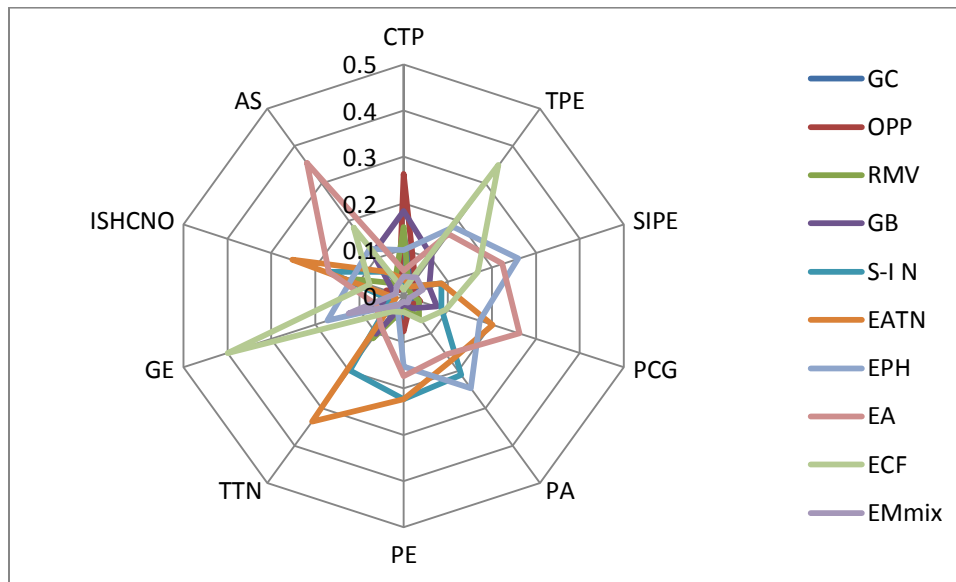


Figura 32. Evaluación de las alternativas respecto a cada indicador (gráfica radial).

Las matrices de prioridades de alternativas respecto a indicadores económicos, ambientales y sociales se construyen utilizando los vectores de jerarquías de los indicadores como las columnas de las matrices. Para referirse a estas matrices de un modo más sencillo se les han asignado una letra correspondiente al nivel y un número, la matriz respecto a indicadores económicos se le ha asignado el código A1, la matriz respecto a indicadores ambientales A2 y la matriz respecto a indicadores sociales A3, las matrices son exhibidas en las tablas 84, 85 y 86.

Matriz de prioridades A1	CTP	TPE	SIPE
GC	0.1318	0.0376	0.0381
OPP	0.2629	0.0429	0.0215
RMV	0.1488	0.0184	0.0157
GB	0.1837	0.1046	0.0585
S-I N	0.0276	0.0255	0.0853
EATN	0.0366	0.0255	0.0853
EPH	0.0994	0.1837	0.2600
EA	0.0550	0.1644	0.2238
ECF	0.0127	0.3491	0.1682
EMmix	0.0415	0.0483	0.0435

Tabla 84. Matriz de prioridades de alternativas respecto a indicadores económicos.

Matriz de prioridades A2	PCG	PA	PE	TTN	AS
GC	0.0197	0.0142	0.0547	0.0497	0.0213
OPP	0.0382	0.0243	0.0760	0.0292	0.0164
RMV	0.035	0.0577	0.0283	0.1134	0.0334
GB	0.0756	0.0329	0.0179	0.1011	0.113
S-I N	0.0857	0.2114	0.2237	0.1983	0.0643
EATN	0.2022	0.1732	0.2237	0.3357	0.0643
EPH	0.1726	0.2472	0.1531	0.0229	0.1247
EA	0.2628	0.1568	0.1736	0.0822	0.3551
ECF	0.0952	0.0649	0.0358	0.0414	0.1826
EMmix	0.0135	0.0175	0.0131	0.0262	0.025

Tabla 85. Matriz de prioridades de alternativas respecto a indicadores ambientales.

Matriz de prioridades A3	GE	ISHCNO	AS
GC	0.0752	0.0211	0.0213
OPP	0.0398	0.0398	0.0164
RMV	0.0341	0.1171	0.0334
GB	0.0458	0.0211	0.113
S-I N	0.0290	0.1692	0.0643
EATN	0.0171	0.2523	0.0643
EPH	0.1729	0.1171	0.1247
EA	0.0617	0.1692	0.3551
ECF	0.4	0.0764	0.1826
EMmix	0.1245	0.0167	0.025

Tabla 86. Matriz de prioridades de alternativas respecto a indicadores sociales.

Se pueden obtener las matrices de prioridades de los demás niveles del mismo modo, haciendo comparaciones por pares utilizando la escala de Saaty, evaluando la prioridad que se le da a cada indicador comparado con los demás respecto al criterio que representan. Sin embargo, ya que en las consideraciones, se ha asignado un peso porcentual a los indicadores correspondientes a cada criterio respecto a ese mismo criterio y de los criterios respecto a la meta global, se pueden utilizar

esos porcentajes como valores para crear las matrices de prioridades. Las tablas 87, 88 y 89 representan las matrices de prioridades de los indicadores correspondientes a cada criterio, respecto a su mismo criterio (ya que son matrices de una sola columna, también se pueden considerar vectores). De igual modo se les ha asignado un código alfanumérico, a la matriz de prioridades de indicadores económicos respecto al criterio económico se le asignó el código B1, a la matriz de prioridades de indicadores ambientales respecto al criterio ambiental el código B2 y a la matriz de prioridades de indicadores sociales respecto al criterio social el código B3.

Matriz de prioridades B1	Criterio económico
CTP	0.7
TPE	0.15
SEPI	0.15

Tabla 87. Matriz de prioridades de indicadores económicos respecto al criterio económico.

Matriz de prioridades B2	Criterio ambiental
PCG	0.5
PA	0.25
PE	0.15
TTN	0.05
AS	0.05

Tabla 88. Matriz de prioridades de indicadores ambientales respecto al criterio ambiental.

Matriz de prioridades B3	Criterio social
GE	0.3
ISHCNO	0.6
AS	0.1

Tabla 89. Matriz de prioridades de indicadores sociales respecto al criterio social.

La tabla 90 por su parte muestra el vector de prioridades de los criterios respecto a la meta global al cual se le ha asignado el código C.

Vector de prioridades C	Sustentabilidad
Criterio económico	0.3333
Criterio ambiental	0.3333
Criterio social	0.3333

Tabla 90. Vector de prioridades de los criterios respecto a la sustentabilidad.

Ya que se tienen todas las matrices de prioridad y el vector de prioridad, se procede a realizar la síntesis, que consiste en multiplicar estas matrices en el orden correspondiente para llegar finalmente al vector de decisión.

Primero se multiplican las matrices de prioridad  $A1 \times B1$ ,  $A2 \times B2$  y  $A3 \times B3$ , resultando en vectores de prioridad respecto a cada criterio, a los cuales se les asignará los códigos AB1, AB2 y AB3 respectivamente, como se ve a continuación.

	CTP	TPE	SIPE					Criterio económico	
GC	0.13184	0.03756	0.03814				GC	0.1036	
OPP	0.26288	0.04295	0.02154				OPP	0.1937	
RMV	0.14876	0.01839	0.01567				RMV	0.1092	
GB	0.18369	0.10461	0.05846	*	CTP	0.7	=	GB	0.153
S-I N	0.02761	0.02553	0.08534		TPE	0.15		S-I N	0.036
EATN	0.03656	0.02553	0.08534		SIPE	0.15		EATN	0.0422
EPH	0.09941	0.18372	0.26004					EPH	0.1362
EA	0.05502	0.16439	0.22378					EA	0.0967
ECF	0.01271	0.34905	0.16819					ECF	0.0865
EMmix	0.04153	0.04827	0.04348					EMmix	0.0428

	PCG	PA	PE	TTN	AS			Criterio ambiental			
GC	0.01966	0.01415	0.05466	0.04965	0.02133			GC	0.0252		
OPP	0.03821	0.02427	0.07604	0.02924	0.01643			OPP	0.0389		
RMV	0.0345	0.05767	0.02829	0.11342	0.03339			RMV	0.0433		
GB	0.07563	0.03293	0.01794	0.10106	0.11298			GB	0.0594		
S-I N	0.08567	0.21142	0.22371	0.19827	0.06426	*	PCG	0.5	=	S-I N	0.1424
EATN	0.20217	0.17321	0.22371	0.33568	0.06426		PA	0.25		EATN	0.198
EPH	0.17263	0.2472	0.15313	0.02285	0.12469		PE	0.15		EPH	0.1784
EA	0.26278	0.15675	0.17363	0.08222	0.35509		TTN	0.05		EA	0.2185
ECF	0.09524	0.0649	0.03577	0.04138	0.18257		AS	0.05		ECF	0.0804
EMmix	0.01352	0.01751	0.01312	0.02623	0.02499					EMmix	0.0157

	GE	ISHCNO	AS					Criterio social	
GC	0.07516	0.02112	0.02133				GC	0.0374	
OPP	0.03979	0.03978	0.01643				OPP	0.0374	
RMV	0.03405	0.11706	0.03339				RMV	0.0838	
GB	0.04582	0.02112	0.11298				GB	0.0377	
S-I N	0.02902	0.16922	0.06426	*	GE	0.3	=	S-I N	0.1167
EATN	0.01707	0.2523	0.06426		ISHCNO	0.6		EATN	0.1629
EPH	0.17293	0.11706	0.12469		AS	0.1		EPH	0.1346
EA	0.06168	0.16922	0.35509					EA	0.1555
ECF	0.40002	0.07639	0.18257					ECF	0.1841
EMmix	0.12446	0.01672	0.02499					EMmix	0.0499

Figura 33. Obtención de vectores de prioridad para los criterios económico, ambiental y social.

Una vez calculados los vectores AB1, AB2 y AB3, éstos son homologados como columnas de una matriz, obteniendo la matriz de prioridades de alternativas respecto a criterios, a la cual se le asignará el código AB, finalmente la matriz AB se multiplicará por el vector de prioridades, obteniendo de este modo el vector de decisión.

Matriz AB	Criterios		
	Económico	Ambiental	Social
GC	0.1036	0.0252	0.0374
OPP	0.1937	0.0389	0.0374
RMV	0.1092	0.0433	0.0838
GB	0.153	0.0594	0.0377
S-I N	0.036	0.1424	0.1167
EATN	0.0422	0.198	0.1629
EPH	0.1362	0.1784	0.1346
EA	0.0967	0.2185	0.1555
ECF	0.0865	0.0804	0.1841
EMmix	0.0428	0.0157	0.0499

Tabla 91. Matriz de prioridades de alternativas respecto a criterios.

Matriz	Criterios				Sustentabilidad			
AB	Económico	Ambiental	Social		Económico	Ambiental	Social	
GC	0.1036	0.0252	0.0374	* =	0.3333		GC	0.0554
OPP	0.1937	0.0389	0.0374		0.3333		OPP	0.09
RMV	0.1092	0.0433	0.0838		0.3333		RMV	0.0788
GB	0.153	0.0594	0.0377				GB	0.0834
S-I N	0.036	0.1424	0.1167				S-I N	0.0984
EATN	0.0422	0.198	0.1629				EATN	0.1344
EPH	0.1362	0.1784	0.1346				EPH	0.1497
EA	0.0967	0.2185	0.1555				EA	0.1569
ECF	0.0865	0.0804	0.1841				ECF	0.117
EMmix	0.0428	0.0157	0.0499				EMmix	0.0361

Figura 34. Obtención del vector de decisión.

Como ya se ha mencionado, el resultado final del procedimiento AHP es el vector de decisión, tabla 92, el valor correspondiente a cada alternativa para la producción de hidrógeno evalúa la sustentabilidad del mismo, entre mayor sea la fracción, se considera más sustentable.

Se puede ver que en este caso las energías limpias, principalmente las renovables, son evaluadas como las más sustentables, al grado que todos los procesos a partir de recursos limpios superan a los procesos a partir de recursos fósiles. Resultando como la alternativa más sustentable la electrólisis a partir de aerogeneradores, con una ventaja considerable sobre la electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas, posteriormente con poco más de centésima y media menos se posiciona como la tercer alternativa más sustentable la electrólisis de alta temperatura utilizando reactores nucleares, el cuarto lugar lo obtiene la electrólisis a partir de celdas fotovoltaicas. Sin embargo, este proceso es evaluado con poco más de dos terceras partes de la sustentabilidad de

la electrólisis a partir de aerogeneradores. Los demás procesos están por debajo de la unidad, el quinto proceso más sustentables es el ciclo termoquímico de iodo-azufre a partir de reactores nucleares, la siguiente alternativa en orden de sustentabilidad es el proceso de oxidación parcial del petróleo, siendo ésta la alternativa, de las que tienen como fuente a los recursos fósiles, mejor calificada. Las alternativas siguientes con una evaluación relativamente cercana a la oxidación parcial del petróleo son gasificación de la biomasa y el reformado de metano con vapor respectivamente. La electrólisis a partir del mix mundial de electricidad es el proceso de producción de hidrógeno menos sustentable con una diferencia muy grande respecto a cualquiera de las otras alternativas, la gasificación del carbón es un proceso ligeramente más sustentable, sin embargo también ha resultado relativamente bajo comparado con las demás alternativas.

	Proceso de producción de H <sub>2</sub>		Sustentabilidad
1	Electrólisis a partir de energía proveniente de Aerogeneradores	EA	0.1569
2	Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica	EPH	0.1497
3	Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear	EATN	0.1344
4	Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaica	ECF	0.117
5	Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear	S-I N	0.0984
6	Oxidación Parcial de Petróleo	OPP	0.09
7	Gasificación de Biomasa	GB	0.0834
8	Reformado de Metano con vapor	RMV	0.0788
9	Gasificación de carbón	GC	0.0554
10	Electrólisis a partir de la mezcla de electricidad mundial	EMmix	0.0361

Tabla 92. Vector de decisión, alternativas respecto a meta final (caso base).

En la figura 35 se puede ver la evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno en un gráfico que permite una mayor visualización y comprensión de las diferencias.

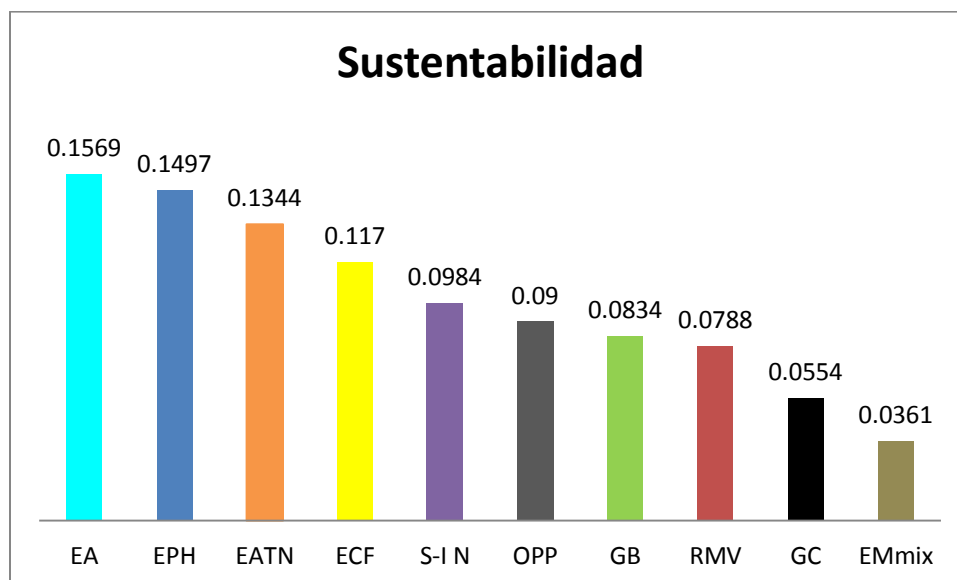


Figura 35. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno (caso base).

### 5.1.5 Análisis de sensibilidad.

El análisis de sensibilidad es una herramienta que permite analizar la variación del resultado (vector de decisión) respecto a alteraciones en la ponderación de los criterios. El análisis de sensibilidad debe responder a la pregunta: ¿qué pasa si...?; facilitando el análisis en aquellos procesos dinámicos de toma de decisión donde se requiere volver a aplicar el AHP (para revisar y ajustar el proceso) en un corto o mediano plazo, debido a que su entorno está en un continuo cambio<sup>79</sup>.

#### 5.1.5.1 Caso alternativo 1 (50%-30%-20%). Desarrollo sustentable con una pequeña prioridad al desarrollo económico.

Este caso busca representar el interés que podría tener principalmente el sector público al desarrollar una mayor industria de generación de hidrógeno, ya que si bien se le da una preferencia al criterio económico, la mitad de la decisión recae sobre los criterios ambiental y social, esto para evitar costos externos en los aspectos ambiental y social y para el sano desarrollo de los mismos.

Se ha decidido asignarle un peso de 50% al criterio económico por ser al que le dan más importancia los tomadores de decisión (decision makers), al criterio ambiental se les asignó un 30% de importancia, mientras que al criterio social se le asignó un 20%, esto debido a que si bien ambas son extremadamente importantes para el desarrollo y preservación de la humanidad, el criterio ambiental cuenta con un mayor peso porcentual, no por considerarse más importante, sino por tener mayor número de indicadores y más diversificados.

En la tabla 93 se representa el vector de decisión para este caso, éste está representado en la figura 36, en el cual se puede ver más claramente la evaluación de la sustentabilidad de cada proceso de producción de hidrógeno.

	Proceso de producción de H <sub>2</sub>		Sustentabilidad
1	Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica	EPH	0.1485
2	Electrólisis a partir de energía proveniente de Aerogeneradores	EA	0.145
3	Oxidación Parcial de Petróleo	OPP	0.116
4	Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear	EATN	0.1131
5	Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaica	ECF	0.1042
6	Gasificación de Biomasa	GB	0.1019
7	Reformado de Metano con vapor	RMV	0.0844
8	Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear	S-I N	0.0841
9	Gasificación de carbón	GC	0.0668
10	Electrólisis a partir de la mezcla de electricidad mundial	EMmix	0.0361

Tabla 93. Vector de decisión del caso alternativo 1 (50%-30%-20%).

Se puede ver que a pesar de haber ponderado el criterio económico como el más importante, con un 50% del peso porcentual de la decisión final, las alternativas fósiles no están evaluadas como las más sustentables.

En este caso la alternativa más sustentable resulta ser la electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas, con una ventaja mínima sobre la electrólisis a partir de aerogeneradores,

posteriormente con una sustentabilidad marcadamente menor, sin embargo con una diferencia mínima entre ellas en tercer y cuarto lugar, se colocan los procesos de oxidación parcial del petróleo y electrólisis de alta temperatura utilizando reactores nucleares, respectivamente. Con una evaluación poco más baja se consideran alternativas medias en quinto y sexto lugar la electrólisis a partir de celdas fotovoltaicas y la gasificación de biomasa. Con una calificación significativamente menor, continúa en la lista el reformado de metano con vapor y el ciclo termoquímico de iodo-azufre a partir de reactores nucleares. Finalmente al igual que en el caso base los últimos lugares son ocupados por la gasificación de carbón la electrólisis a partir del mix mundial de electricidad respectivamente.

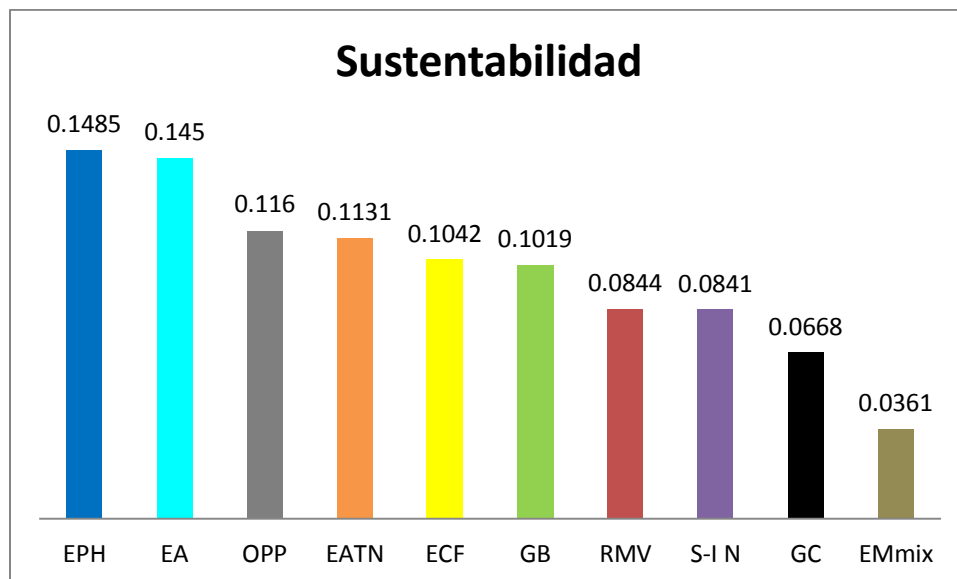


Figura 36. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno caso alternativo 1 (50%-30%-20%).

Cabe destacar que para este caso con mayor importancia para el criterio económico, en contraste con el caso base, la electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas desplazo a la electrólisis a partir de aerogeneradores, la oxidación parcial de petróleo se posicionó en tercer lugar, superando a muchos de los procesos que tienen como fuente de energía a recursos limpios y que la producción de hidrógeno mediante el ciclo termoquímico de iodo-azufre a partir de reactores nucleares cayó muchas posiciones, por su mayor costo total de producción.

#### 5.1.5.2 Caso alternativo 2 (70%-15%-15%). Ponderación fuertemente centrada en el criterio económico.

Cuando se evalúa sustentabilidad es común que en el análisis de sensibilidad se propongan casos, en los que se otorgue prioridad a cada uno de los pilares de la sustentabilidad. En este trabajo de investigación también se decidió evaluar estos casos, asignando el 70% del peso porcentual al criterio sobre el que se centra el caso, mientras que se le asigna un 15% de peso a cada uno de los criterios restantes.

El caso alternativo 2 se centra en el criterio económico, obteniendo el vector de decisión representado en la tabla 94 y graficado en la figura 37.



	Proceso de producción de H <sub>2</sub>		Sustentabilidad
1	Oxidación Parcial de Petróleo	OPP	0.147
2	Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica	EPH	0.1423
3	Electrólisis a partir de energía proveniente de Aerogeneradores	EA	0.1238
4	Gasificación de Biomasa	GB	0.1217
5	Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaica	ECF	0.1002
6	Reformado de Metano con vapor	RMV	0.0955
7	Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear	EATN	0.0837
8	Gasificación de carbón	GC	0.0819
9	Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear	S-I N	0.0641
10	Electrólisis a partir de la mezcla mundial de tecnologías	EMmix	0.0398

Tabla 94. Vector de decisión del caso alternativo 2 (70%-15%-15%).

En este caso, por primera vez un proceso basado en recursos fósiles es evaluado como la mejor alternativa, la oxidación parcial del petróleo. Por otro lado, aun con una ponderación ampliamente preferente hacia el criterio económico, ni el reformado de metano con vapor, ni la gasificación del carbón, figuran como las mejores alternativas. Una vez más la electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas destaca como una alternativa ampliamente sustentable, con una evaluación muy cercana a la de la oxidación parcial del petróleo, del mismo modo la electrólisis a partir de aerogeneradores también se mantiene como una de las mejores alternativas ubicándose en la tercera posición, seguida inmediatamente de la gasificación de biomasa, que se vuelve en este caso una alternativa mucho mejor evaluada. Por otro lado, el hidrógeno obtenido a partir del recurso nuclear en sus dos modalidades, bajo las consideraciones de este caso son alternativas mucho menos sustentables que en otros casos. La constante continúa siendo la electrólisis a partir del mix mundial de energía eléctrica, posicionándose una vez más como la alternativa menos sustentable.

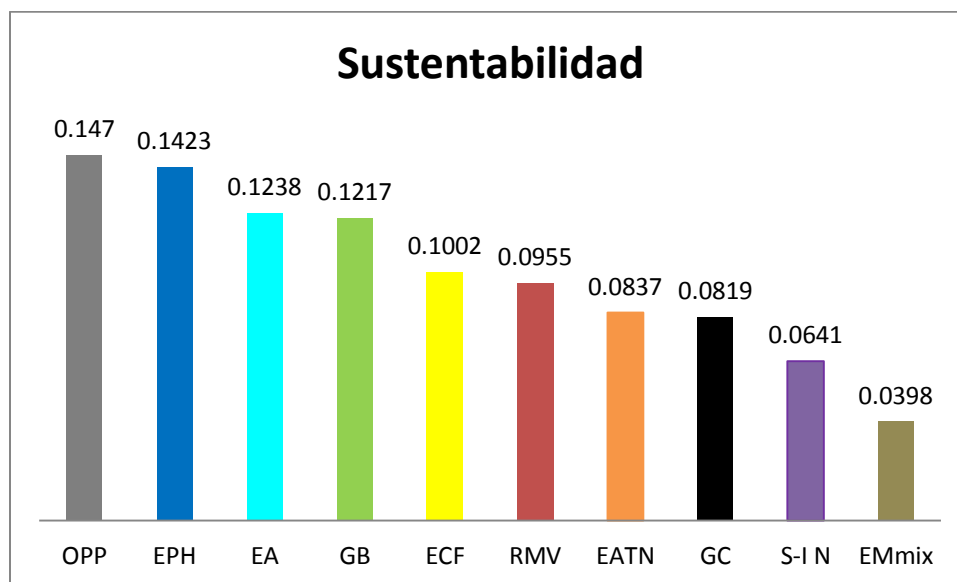


Figura 37. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno caso alternativo 2(70%-15%-15%).

**5.1.5.3 Caso alternativo 3 (15%-70%-15%). Ponderación fuertemente centrada en el criterio ambiental.**

En este caso se considera al criterio ambiental como el más importante para evaluar la sustentabilidad, de forma similar que el caso anterior se le asignará un peso porcentual de 70% al criterio ambiental y 15% a cada uno de los restantes. La tabla 95 expone el vector de decisión para este caso y la figura 38 lo representa gráficamente.

	Proceso de producción de H <sub>2</sub>		Sustentabilidad
1	Electrólisis a partir de energía proveniente de Aerogeneradores	EA	0.1908
2	Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear	EATN	0.1694
3	Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica	EPH	0.1655
4	Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear	S-I N	0.1226
5	Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaica	ECF	0.0969
6	Gasificación de Biomasa	GB	0.0702
7	Oxidación Parcial de Petróleo	OPP	0.0619
8	Reformado de Metano con vapor	RMV	0.0593
9	Gasificación de carbón	GC	0.0388
10	Electrólisis a partir de la mezcla de electricidad mundial	EMmix	0.0249

Tabla 95. Vector de decisión del caso alternativo 3 (15%-70%-15%).

En este caso, las evaluaciones de los distintos procesos de producción de hidrógeno son menos parejas. La electrólisis a partir de aerogeneradores es por segunda vez la alternativa más sustentable, seguida por primera vez por la electrólisis de alta temperatura a partir de reactores nucleares y con una evaluación ligeramente menor aparece una vez más como una de las mejores alternativas la electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas; figuran posteriormente las otras energías limpias, excepto por la biomasa que consigue una evaluación relativamente baja, pero ligeramente superior a los de recursos fósiles y por supuesto a la electrólisis a partir del mix mundial.

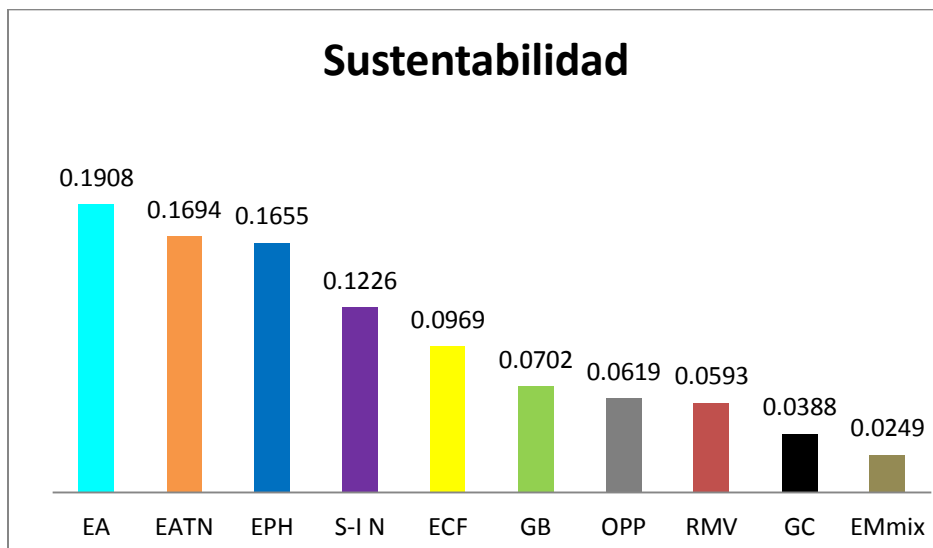


Figura 38. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno caso alternativo 3 (15%-70%-15%).

**5.1.5.4 Caso alternativo 4 (15%-15%-70%). Ponderación fuertemente centrada en el criterio social.**

El último caso alternativo enfoca el 70% del peso porcentual en el criterio social y 15% en cada uno de los otros criterios, obteniendo como resultado el vector de decisión presentado en la tabla 96 y graficado en la figura 39.

	Proceso de producción de H <sub>2</sub>		Sustentabilidad
1	Electrólisis a partir de energía proveniente de Aerogeneradores	EA	0.1561
2	Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaica	ECF	0.1539
3	Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear	EATN	0.1501
4	Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica	EPH	0.1414
5	Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear	S-I N	0.1085
6	Reformado de Metano con vapor	RMV	0.0815
7	Oxidación Parcial de Petróleo	OPP	0.0611
8	Gasificación de Biomasa	GB	0.0583
9	Gasificación de carbón	GC	0.0455
10	Electrólisis a partir de la mezcla de electricidad mundial	EMmix	0.0437

Tabla 96. Vector de decisión del caso alternativo 4 (15%-15%-70%).

El vector de decisión obtenido en este caso resulta coherente con el vector de caso alternativo 3 (centralizado en la protección ambiental). Al igual que en el caso anterior la electrólisis a partir de aerogeneradores resulta la opción más sustentable, sin embargo en esta ocasión la evaluación de la electrólisis a partir de celdas fotovoltaicas es la que se coloca en segundo lugar, por el sobresaliente índice de empleo que genera en relación con otras tecnologías. La lista procede con la electrólisis de alta temperatura empleando reactores nucleares y por la electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas. De los recursos fósiles el mejor ubicado es el reformado de metano con vapor, sin embargo la evaluación aún se considera baja. Por otra parte en este criterio el proceso de gasificación de biomasa aparece como una de las alternativas menos sustentables.

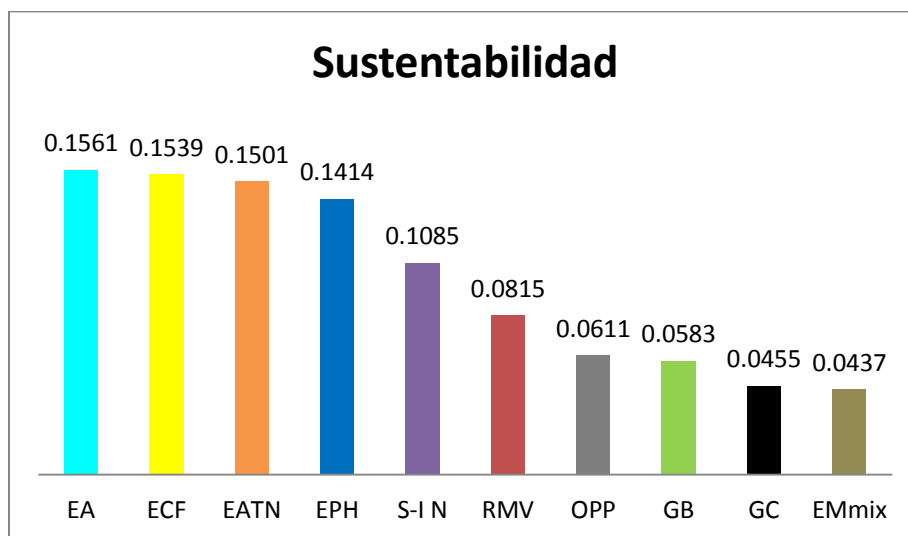


Figura 39. Evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno caso alternativo 4 (15%-15%-70%).

### **5.1.5.5 Conclusiones del análisis de sensibilidad.**

En el análisis de sensibilidad se puede ver que a pesar de variar la ponderación que se le da a los criterios, se mantienen ciertas tendencias, es decir, algunas alternativas se mantienen en los primeros lugares y otras en los últimos.

En lo general se puede ver que cuando la ponderación favorece a los criterios sociales o ambientales, los resultados son muy semejantes, favoreciendo claramente a la producción de hidrógeno en base de recursos renovables, excepto por la biomasa, de lo que podemos concluir que estos recursos conllevan menores repercusiones tanto a la protección ambiental como al desarrollo social. En contraste la producción de hidrógeno en base a recursos fósiles favorece al desarrollo económico ofreciendo en términos generales alternativas más baratas y atractivas como negocio, razón por la cual actualmente abarcan prácticamente la totalidad del mercado. Finalmente, la producción de hidrógeno a partir de recurso nuclear suele mantenerse como una opción media en la evaluación de sustentabilidad, siendo la electrólisis de alta temperatura empleando reactores nucleares la alternativa que adquiere mejores evaluaciones de sustentabilidad, esto debido principalmente a su mayor eficiencia en los procesos y su costo total de producción menor.

En lo particular, la electrólisis a partir de aerogeneradores y la electrólisis a partir de plantas hidroeléctricas disputan el privilegio de ser consideradas como la alternativa más sustentable, la contraparte de esta situación es ocupada por la gasificación del carbón y la electrólisis a partir del mix mundial de tecnologías, con la diferencia de que en este último caso, la electrólisis a partir del mix mundial de tecnologías en todos los casos es evaluada como la alternativa menos sustentable.

### **5.1.6 Conclusiones del análisis de decisión.**

Los resultados del caso de referencia son los más importantes, ya que son las condiciones que se consideran más representativas para evaluar la sustentabilidad, mientras que los casos para el análisis de sensibilidad, únicamente aportan resultados, para condiciones alternativas con el fin de ampliar el panorama en la decisión.

Para el caso de referencia la evaluación de la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno quedan ordenados de la siguiente manera.

1. Electrólisis a partir de energía proveniente de Aerogeneradores. (EA=0.1569)
2. Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica. (EPH=0.1497)
3. Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear. (EATN=0.1344)
4. Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaica. (ECF=0.117)
5. Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear. (S-I N=0.0984)
6. Oxidación Parcial de Petróleo. (OPP=0.09)
7. Gasificación de Biomasa. (GB=0.0834)
8. Reformado de Metano con vapor. (RMV=0.0788)
9. Gasificación de Carbón. (GC=0.0554)
10. Electrólisis a partir de la mezcla de electricidad mundial. (EMmix=0.0361)

A partir de esto resultados podemos concluir que la electrólisis a partir de energía proveniente de aerogeneradores es el proceso más sustentable de producción de hidrógeno, seguido de cerca por la electrólisis a partir de energía proveniente de plantas hidroeléctrica y un poco más atrás la electrólisis de alta temperatura a partir de energía nuclear; se podría considerar que estas tres

alternativas son procesos altamente sustentables. Las alternativas siguientes: la electrólisis a partir de energía proveniente de celdas fotovoltaica, el ciclo termoquímico Yodo-Azufre a partir de energía nuclear, la oxidación parcial del petróleo, la gasificación de biomasa y el reformado de metano con vapor son alternativas de menor sustentabilidad, pero aceptables. Por otro lado, la gasificación del carbón y la electrólisis a partir de la mezcla mundial de tecnologías son alternativas de mínima sustentabilidad, sobre todo esta última.

Cabe destacar que no se pretende suponer que los resultados de este estudio son definitivos, al contrario, se debe de capacitar sobre las razones que produjeron estos resultados. Si los indicadores representan correctamente a los criterios, qué tan fidedignos son los valores de los indicadores o si se han omitido características de las alternativas que los vuelvan menos sustentables o impliquen limitaciones de cualquier tipo, entre muchos otros factores. Además, con el transcurso del tiempo los valores de los indicadores varían por avances tecnológicos y cortos de los energéticos.

Para el estudio expuesto en esta tesis se debe de considerar que por la falta de valores de indicadores para algunas tecnologías de producción de hidrógeno, se tuvieron que calcular los mismos a partir de la información recopilada. Asimismo, se dio el caso en el costo total de la producción de hidrógeno de un indicador cuyos valores no fueron congruentes con la información no cuantitativa. Dicho de otro modo y siendo más específico, mientras que la mayoría de las publicaciones afirman que el reformado de metano con vapor es el proceso de menor costo, los valores obtenidos para este indicador resultaron más altos que los de la oxidación parcial del petróleo y la gasificación de la biomasa. Es probable que la metodología haya influido, ya que como se puede ver en el subtema de costo total de producción del capítulo 4, en la referencia de la que se obtuvo el único valor del costo total de la oxidación parcial, el costo total del reformado de metano era menor. Sin embargo, al promediarlo con los datos de otras referencias el valor se incrementó, mientras que como el resto de las referencias no cuenta con valores para la oxidación parcial, este valor permaneció bajo.

Aun tomando en cuenta otros factores que no pudieron ser integrados en el análisis de decisión, difícilmente las plantas convencionales serán más sustentables que la electrólisis a partir de energía obtenida ya sea por aerogeneradores o plantas hidroeléctricas. Esto se debe a que son de las alternativas mejor evaluadas tanto en el aspecto social como ambiental, lo que equivale a 66% de la evaluación de sustentabilidad del proceso.

## **6. Comentarios finales y conclusiones.**

Se definió en este estudio que los procesos de producción de hidrógeno más sustentables son la electrólisis a partir de energía eléctrica generada a partir de aerogeneradores y plantas hidroeléctricas, respectivamente, mientras que la electrólisis a partir del mix de tecnologías mundial es la alternativa menos sustentable. Cabe destacar que los procesos de producción de hidrógeno convencionales, es decir, reformado de metano con vapor, gasificación de carbón y oxidación parcial, resultaron de las alternativas menos sustentables.

Si bien definir la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno es el propósito de esta tesis, la decisión final de qué tecnologías desarrollar o qué plantas de producción de hidrógeno construir tiene muchas más implicaciones y debe considerar otros factores. A decir verdad, actualmente la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno, así como de todo tipo de procesos, no tiene una importancia determinante y para los tomadores de decisiones (decision makers), ya sea que éstos pertenezcan al sector público (gobierno invirtiendo en ciencia

y tecnología, como estrategia de desarrollo) o al sector privado (empresas en busca de utilidades) buscan principalmente que el proyecto genere la mayor utilidad posible en el corto y mediano plazo, por lo que la decisión se tomaría con una ponderación similar al caso alternativo 2 del análisis de sensibilidad o en un escenario muy optimista al caso alternativo 1.

Las ventajas y desventajas adicionales que pueda tener cada planta de producción de hidrógeno es un factor que se debe considerar en la toma de decisión. Algunas de estas ventajas pueden ser subproductos de los procesos, los cuales suelen ofrecer un valor económico adicional. Por ejemplo, las plantas en base a carbón, petróleo y reactores nucleares pueden producir energía eléctrica como subproducto. Por otro lado, una desventaja son desechos de distinto tipo, sobre todo los riesgosos. Otro factor importante es la madurez de las tecnologías. Las tecnologías maduras son menos propensas a modificar los valores de sus indicadores significativamente. Aunque las tecnologías muy nuevas tardarán muchos años en desarrollarse, por lo cual en general es preferible construir plantas con tecnologías maduras, pero desarrollar ciencia e investigación en tecnologías innovadoras, aunque es importante estudiar cada caso particular.

Por otro lado, también se debe de considerar que si bien las energías renovables fueron evaluadas como las de mayor sustentabilidad, tienen algunas grandes desventajas si se pretendiera disponer de ellas a gran escala, la primera es que ninguna de ellas tiene una disponibilidad asegurada. Si bien, hay algunas cuya disponibilidad es más controlable, como la biomasa, que aún sí por razones de sequía u otras llega a escasear la materia prima para la que están diseñadas o configuradas las plantas, difícilmente quedaría una planta aislada de este recurso, aun si la materia prima no sería la óptima para el proceso. El recurso hídrico también tiene disponibilidad controlable, ya que aun si el recurso es acotado por las mismas sequías, con un manejo apropiado de éste, a pesar de no poder aumentar la disponibilidad, al menos se puede controlar el uso del recurso. El caso de la energía solar y eólica es el peor, ya que la disponibilidad es incontrolable.

La segunda gran desventaja de las energías renovables es la calidad del recurso. La calidad del recurso para el cual están proyectados los valores de los indicadores es limitado, de modo que no en todas las regiones se tienen las condiciones privilegiadas para hacer uso de estos recursos. Incluso en una región con recursos renovables de buena calidad, la explotación de los mismos está limitada por su superficie, entre otros factores, dependiendo del recurso. Por lo tanto estos recursos no son ilimitados como podría parecer.

Los tomadores de decisiones del sector público y privado tienen diferentes intereses y consecuentemente le asignan una preferencia distinta a los criterios, mientras que para el sector privado el criterio económico puede ser el único importante, el sector público debe tener mayor interés por otros criterios, tanto la protección ambiental, como el desarrollo social y algunos más externos a la sustentabilidad, por ejemplo, el desarrollo tecnológico. El sector público debe considerar estos criterios ya que representan costos y oportunidades económicas indirectas llamadas externalidad. Las externalidades son aquellos impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afectan a un tercero. Las externalidades no necesariamente reciben importancia en el sector privado, ya que las otras afectaciones no representan un costo para ellos.

Las principales externalidades que provocan los procesos de producción de hidrógeno están relacionadas con los desechos sólidos, líquidos y gaseosos, específicamente en el impacto que tiene sobre los humanos, por ejemplo, la emisión de gases de efecto invernadero y de agentes acidificantes contribuyen al calentamiento global y las lluvias ácidas, respectivamente, lo cual a su

vez contribuye a cambios en la flora y fauna, los cuales son principalmente perjudiciales y provoca años de vida perdidos.

Actualmente, México es un país en el que la generación de energía eléctrica es responsabilidad del Estado, a pesar de que hay empresas que se autoabastecen y productores independientes. Por otro lado, la transmisión y distribución de la energía eléctrica son actividades llevadas a cabo exclusivamente por el Estado. Si se utilizara el hidrógeno como vector energético bajo estas condiciones, se tendría que evaluar si sería conveniente adjudicar su producción al Estado o cederla a particulares, siendo regulada por el Estado. Sin embargo, hoy en día se encuentra en la cámara de diputados la propuesta presidencial de reforma energética, en la que se plantea dejar la transmisión y distribución de energía eléctrica como actividades exclusivas del Estado, ya que estas actividades tienen características que las transforman en un monopolio natural. Por otro lado, se plantea que la generación de energía eléctrica quede en manos del sector privado, para fomentar la competencia, eficiencia y por lo tanto la reducción de tarifas. Más allá de si esta reforma cumplirá su objetivo o no, de ser aprobada, seguramente en caso de utilizar el hidrógeno como vector energético, la producción del mismo quedaría en manos del sector privado y el transporte podría ser responsabilidad de cualquiera de los dos sectores.

Sea el sector público el encargado de la producción de hidrógeno o de su regulación, debe utilizar la información de los costos externos para tener un mejor control sobre la gestión de este sector, una herramienta que podría emplear sería adicionar impuestos según los costos externos de las tecnologías.

Considerando la demanda actual de hidrógeno sería más adecuado utilizar métodos de producción de hidrógeno convencionales a partir de hidrocarburos. Principalmente reformado de metano con vapor por su alta eficiencia, ya que si bien la electrólisis tiene una eficiencia similar, ésta se lleva a cabo a partir de un tipo energía secundaria que puede ser aprovechada tal como está. Dicho de otro modo, resulta más eficiente y sustentable para la gestión de recursos energéticos producir electricidad a partir de aerogeneradores y plantas hidroeléctricas y producir hidrógeno a partir de gas natural principalmente, de este modo se tendría menos pérdidas energéticas totales.

Para una demanda de hidrógeno sustancialmente mayor a la presente, sería conveniente aplicar estrategias diferentes para la producción de hidrógeno semejantes a las que se utilizan para la producción de energía eléctrica. Por ejemplo, diversificar la producción de hidrógeno a varias fuentes energéticas, de tal modo que disminuyan los riesgos económicos asociados a los costos de los energéticos, también implementar la producción distribuida, con plantas centralizadas de alta producción relativamente cerca del nicho de mercado, así como instalar una red de ductos para transportarlo. Además de plantas distribuidas en sectores de menor consumo para las localidades más retiradas, probablemente a partir de fuentes renovables (aerogeneradores o celdas fotovoltaicas). Así mismo, sería prudente evaluar la conveniencia de uno a más electrolizadores que utilicen la energía eléctrica sobrante al caer la demanda de un sistema interconectado para utilizar la energía en demanda base, que tiene un menor costo.

La evaluación de la sustentabilidad de procesos de producción de hidrógeno realizada en esta tesis tuvo ciertas limitaciones que deberían en un futuro depurarse. Por ejemplo, las emisiones tanto de gases de efecto invernadero como de agentes acidificantes o de eutrofización son contabilizadas por la cantidad equivalente que tendrían del contaminante principal, pero algunos investigadores consideran más apropiado considerar el impacto ecológico en vez de las emisiones. Sin embargo, es mucho más complicado y ambiguo proyectar los impactos a contabilizar las

emisiones. El eco-indicador 95 y su versión posterior el eco-indicador 99, entre otros métodos de análisis de ciclo de vida buscan medir los daños reales al ser humano y al medio ambiente. En el caso del eco-indicador 99, el impacto ecológico se cuantifica en tres categorías de daños: al ser humano (medido en horas de vida perdidas, así como incapacitadas), al medio ambiente (medida como el efecto sobre la diversidad de las especies) y a los recursos (medido como el excedente de energía que se necesitará a futuro para obtener la misma cantidad de materias primas, principalmente minerales e hidrocarburos). Se ha considerado que las primeras dos categorías tienen la misma importancia y la tercera la mitad de la importancia que tienen cada una de las otras dos, en porcentaje la ponderación es la siguiente: 1.- 40%, 2.- 40% y 3.- 20%.

Otra metodología que podría ser utilizada para evaluar la sustentabilidad de los procesos de producción de hidrógeno es obtener el costo total de la producción de hidrógeno tanto directo como de las externalidades, basando la decisión prácticamente en ese costo más completo, sin excluir, pero dándole menos importancia a los impactos ambientales y sociales, ya que en gran parte se encontrarán representados en las externalidades que fueron internalizadas. Algunos ejemplos de externalidades son: daños al sector agropecuario, ya sea por el calentamiento global, lluvias ácidas u otros, los empleos generados o eliminados y los años de vida perdidos por incrementos en la mortalidad o en la morbilidad.

Finalmente, conviene remarcar que aún estamos lejos de la utilización del hidrógeno como vector energético, la investigación en ciencia y tecnología en hidrógeno había sido líder en el sector de energías renovables, al grado de ser tomadas como bandera tanto de los Estados Unidos de América como de la Unión Europea de la innovación en energía limpia. Sin embargo, del 2008 a la actualidad esa inercia favorable se ha ido frenando, mientras que las tecnologías eólicas, solares y de biomasa han tenido un mayor apoyo. Es importante seguir investigando, si el hidrógeno puede ser responsable de daño a la capa de ozono, ya que por ser el elemento más ligero, es también el más complicado de almacenar y transportar sin fugas. En caso de que el hidrógeno resulte una alternativa económicamente viable y tanto social como ambientalmente responsable en un futuro, muy probablemente su producción se incrementará exponencialmente, ya que la demanda energética está en constante crecimiento y las alternativas a los combustibles fósiles tendrán que presentarse tarde o temprano.

La evaluación de la sustentabilidad de los métodos de producción de hidrógeno, al igual que de otras actividades, es un proceso iterativo; constantemente las tecnologías avanzan, los valores de los indicadores se modifican y nuevas alternativas aparecen o se vuelven más viables. Los procesos de craqueo térmico, electrólisis de alta temperatura utilizando concentración solar o reactores nucleares de cuarta generación e incluso la biofotólisis son ejemplo de tecnologías que pueden adquirir una mayor importancia en el mediano y largo plazo. Por lo tanto, constantemente se deben hacer análisis de decisión para evaluar las alternativas más sustentables y por otro lado las alternativas más adecuadas para cada caso, de igual modo sería benéfico hacer un análisis específico para cada región en la cual se pretenda poner una planta de hidrógeno, ya que los costos e impactos varían de región a región.

Finalmente, quiero agregar que el propósito de la tesis se cumplió satisfactoriamente, el resultado de la evaluación de los procesos de producción de hidrógeno fue claro, conciso y congruente con la información de otras investigaciones y estudios. En adición, se obtuvo y sintetizó una gran cantidad de información del hidrógeno, su nicho de mercado, sus métodos de producción y los indicadores de sustentabilidad de hidrógeno. En mi opinión la principal contribución de esta tesis no son en sí los resultados que arroja, sino la metodología desarrollada, que puede ser replicable.



## **Glosario de términos y definiciones.**

Ciclo de vida	Se refiere al periodo de tiempo que comprende un producto desde su producción hasta su disposición final.
Economía del hidrógeno.	Ideología que se basa en un modelo económico en el que el sector energético sea impulsado mayoritariamente por el hidrógeno, principalmente en el sector de transporte.
Energía primaria.	Es la toda aquella energía que se manifiesta de forma natural, es decir, sin manipulación del humano.
Energía secundaria.	Es la energía proveniente de la energía primaria pero que ya ha sido transformada por el humano.
Isótopo.	Nombre con el que se le denomina a los átomos de un mismo elemento, cuyos núcleos tienen una cantidad diferente de neutrones.
Matriz energética.	Es la representación del aporte de cada energético a la oferta total de energía primaria en para un determinado territorio o territorios.
Producto Interno Bruto (PIB).	Es el valor monetario de los bienes y servicios finales producidos por una economía en un período determinado.
Shale gas.	Gas natural que se encuentra atrapado dentro de las formaciones de esquisto o lutitas, que son de grano fino, rocas sedimentarias que pueden ser ricas fuentes de petróleo y gas natural.
Sustentabilidad.	Ideología que promueve la satisfacción de las necesidades de la generación actual sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.
Recursos convencionales.	Son los recursos cuyo uso es más común o popular.
Recursos fósiles.	Son los recursos que provienen de hace millones de años, material orgánico que se ha degradado en una mezcla rica en hidrocarburos.
Recursos nucleares.	Son los recursos que por ser radioactivos son propensos a tener reacciones nucleares, ya sea de fisión o fusión.
Recursos renovables.	Son los recursos que tienen la capacidad de restituirse con mayor velocidad a la que pueden ser utilizados o desgastados.
Relación reserva-producción.	Es la relación entre la cantidad de un recurso que se considera técnica y económicamente extraíble bajo las condiciones de un momento específico y la producción que se tiene de ese mismo recurso, se expresa en años que quedan de extracción bajo las condiciones mencionadas.

Reservas probables (2P).	Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.
Reservas probadas (1P).	Son el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estiman serán comercialmente recuperables en una fecha específica con una certidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería.
Reservas probadas (3P).	Cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definida por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.
Triple producto.	Para una máquina de fusión es representado tres características, una densidad del plasma mayor a $10^{22}$ partículas por metro cúbico, temperatura mayor a 100 millones de Celsius y tiempo de confinación del plasma de al menos 1 segundo.
Vector energético.	La ISO 13600 lo define como las sustancias o fenómenos que puedan ser usados para producir trabajo, calor o para operar procesos físicos o químicos. Sin embargo en el campo de la energía se usa como sinónimo de energía secundaria.

## **Acrónimos**

AHP – Proceso de Análisis Jerárquico (Analytic Hierarchy Process)

AS – Accidentes severos

bpc – billones (mexicanos) de pies cúbicos

CH<sub>4</sub> – Metano.

CMMAD - Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo

CNUMAD - Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo

CO – Monóxido de carbono

CO<sub>2</sub> - Dióxido de carbono

CTP – Costo Total de Producción

CTQ – Ciclo termoquímico.

DoE – Department of Energy

EA - Electrólisis a partir de energía proveniente Aerogeneradores

EATN – Electrólisis de Alta Temperatura a partir de energía Nuclear

ECF - Electrólisis a partir de energía proveniente de Celdas Fotovoltaicas

EICV – Evaluación del Impacto de Ciclo de vida

EMmix - Electrólisis a partir de la mezcla Mundial de tecnologías

EPH - Electrólisis a partir de energía proveniente de Plantas Hidroeléctrica

EUA - Estados Unidos de América

FFV .Vehículo de combustible flexible (Flex-Fuel Vehicle)

GB- Gasificación de biomasa

GC- Gasificación de carbón

GE – Generación de empleo

GEI – Gases de efecto invernadero

GJ - Gigajoule

IEA – International Energy Agency

ISHCNO – Impacto sobre la salud humana en condiciones normales de operación

ISO – Organización Internacional para la Estandarización

LCA – Análisis de ciclo de vida

MCFC - Celda de Carbonatos Fundidos.

MMD – Miles de millones de dólares

MMMb – Miles de millones de barriles

NR – No requerido.

NO<sub>x</sub> – Óxidos nitrosos

O&M – Operación y mantenimiento

OP – Oxidación Parcial

OPP – Oxidación Parcial del Petróleo.

PA – Potencial de acidificación

PATH - Partnership for Advancing the Transition to Hydrogen

PB - Pirolisis de biomasa

PCG – Potencial de calentamiento global

PE – Potencial de eutrofización

PEM – Electrolito de membrana de polímero

PEMFC - Celda de Membrana de Intercambio Protónico.

PIB – Producto interno bruto

PNUMA - Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente

ppm – Partícula por millón

PM<sub>10</sub> – Partículas suspendidas menores a 10 μm

PSI - Instituto Paul Scherrer

S-I N - Ciclo Termoquímico Yodo-azufre a partir de energía Nuclear.

SEH – Sistema energético en base de hidrógeno

SENER – Secretaria de energía

SIPE – Sensibilidad al incremento de precio de los energéticos

RAT – Reformado Auto-Térmico

RMV – Reformado de Metano con Vapor

RNV – Reformado de Nafta con Vapor

SOFC - Celda de Óxido Sólido.

tcf – Trillion cubic feet

TPE – Tendencia de los Precios de las energías

TTN – Transformación de tierra natural

UE – Unión Europea

USD – Dólar de los Estados Unidos (United States Dollar)

YOLL – Años de vida perdidos (years of life lost)

## Referencias.

[En línea] = "Inflación, índice de deflación del PIB (%anual)" / aut. Banco Mundial. - <http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.DEFL.KD.ZG/countries>.

[En línea] = "SET-TE: Producción de hidrógeno" / aut. Abengoa. - Junio de 2013. - [http://www.energiaycambioclimatico.com/export/sites/foro/resources/pdf/programa\\_investigacion/investigacion/101126\\_SET-TE\\_H2.pdf](http://www.energiaycambioclimatico.com/export/sites/foro/resources/pdf/programa_investigacion/investigacion/101126_SET-TE_H2.pdf).

[En línea] = "Gasificación de carbón en Chile para obtención de hidrógeno y electricidad en planta de ciclo combinado" / aut. Díaz Alvarado Felipe Andrés. - 2007. - Marzo de 2013. - [http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2007/diaz\\_fa/sources/diaz\\_fa.pdf](http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2007/diaz_fa/sources/diaz_fa.pdf).

**"Análisis económico de la producción de hidrógeno mediante electrólisis de alta temperatura con energía nuclear"** [Libro] / aut. Rentería Carlos Alonso Ortiz. - [s.l.] : Tesis de licenciatura, 2011.

**"Comparison of biohydrogen production processes"** [Publicación periódica] / aut. Manish S Banerjee R. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy, 2008. - Vol. 33.

**"Global warming potential of the sulfur-iodine process using life cycle assessment methodology"** [Publicación periódica] / aut. Lattin W.C. & Utgikar V.P.. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy, 2009. - Vol. 34.

**"Life cycle greenhouse gases emission analysis of hydrogen production from S-I thermochemical process coupled to a high temperature nuclear reactor"** [Publicación periódica] / aut. Giraldo Mario R.. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy, 2012. - Vol. 37.

**"Under which Circumstances does a Hydrogen Economy Make Sense?"** [Conferencia] / aut. Wokaun A. // "The Role of Hydrogen in a Future Energy System". - Zurich : [s.n.], 2004.

. **"Análisis económico de la producción de hidrógeno mediante el proceso termoquímico Yodo-Azufre con energía nuclear"** [Libro] / aut. Solórzano Cuauhtémoc. - 2011.

. **"Análisis económico de la producción de hidrógeno mediante electrólisis de alta temperatura con energía nuclear"** [Libro] / aut. Ortiz Carlos. - [s.l.] : Tesis de licenciatura, 2011.

**" El hidrógeno como vector energético"** [Informe] / aut. Martín del Campo Cecilia Márquez. - 2007.

**"21st Century's energy: Hydrogen energy system"** [Publicación periódica] / aut. Nejat Veziroglu. - [s.l.] : Energy Conversion and Management, 2008. - Vol. 49.

**"A comparative life cycle analysis of hydrogen production via thermochemical water splitting using a Cu-Cl cycle"** [Publicación periódica] / aut. Ozbilen A., Dincer, I. & RosenMA.. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy, 2010. - Vol. 36.

**"A model for investigation of optimal hydrogen path way and evaluation of environmental impacts of hydrogen supply system"** [Publicación periódica] / aut. Meysam Qardan et al.. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy, 2008. - 33.

**“Comparative life cycle assessment of three biohydrogen pathways”** [Publicación periódica] / aut. Njakou Sylvestre. - [s.l.] : Bioresource Technology, 2011. - Vol. 102.

**“Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods”** [Publicación periódica] / aut. Kothari Richa. - [s.l.] : Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2006. - Vol. 12.

**“El mundo ya gira e en torno al gas natural”** [Publicación periódica] / aut. Ríos Roca Álvaro // Energía a debate. - México, D.F. : Energía a debate, Noviembre/diciembre de 2011. - 47. - pág. pp 13.

**“Environmental and economic aspects of hydrogen production and utilization in fuel cell vehicles”** [Publicación periódica] / aut. Granovskii Mikhail. - [s.l.] : Journal of Power Sources, 2006. - Vol. 157.

**“Evaluación técnico-económica del transporte de hidrógeno, de la producción al centro de consumo”** [Libro] / aut. García Adrián Livas. - [s.l.] : Tesis de Maestría en Ingeniería en Energía, 2011.

**“Evaluation of hydrogen production methods using the Analytic Hierarchy Process”** [Publicación periódica] / aut. Pilavachi Petros A. - [s.l.] : International Journal of Hydrogen Energy, 2009. - Vol. 34.

**“Exergetic life cycle assessment of a hydrogen production process”** [Publicación periódica] / aut. Ozbilen Ahmet. - [s.l.] : international journal of hydrogen energy , 2012. - Vol. 37.

**“Exergetic life cycle assessment of hydrogen production from renewable”** [Publicación periódica] / aut. Granovskii M Dincer I, Rosen MA. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy, 2007. - Vol. 32.

**“Fuzzy Delphi method for evaluating hydrogen production technologies”** [Publicación periódica] / aut. Chang Pao-Long. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy , 2011. - Vol. 36.

**“HEEP: A new tool for the economic evaluation of hydrogen economy”** [Publicación periódica] / aut. I. Khamis U.D. Malshe. - 2010.

**“Hydrogen Production and Storage”** [Informe] / aut. International Energy Agency. - [s.l.] : IEA PUBLICATIONS 9, 2006.

**“Hydrogen production by high temperature electrolysis of water vapour and nuclear reactors”** [Publicación periódica] / aut. Pierre Jean and Capitaine, Alain.

**“Hydrogen production via biomass gasification – A life cycle assessment approach”** [Publicación periódica] / aut. Koroneos C // Chemical Engineering and Processing . - [s.l.] : Chemical Engineering and Processing 47, 2008. - págs. 1261-126.

**“Hydrogen production via biomass gasification – A life cycle assessment approach”** [Publicación periódica] / aut. Koroneos C.. - [s.l.] : Chemical Engineering and Processing, 2008. - Vol. 47.

**“Life cycle assessment and process development of photobiological hydrogen production – From laboratory to large scale applications”** [Publicación periódica] / aut. Rosner Vincent & Hermann-Josef Wagner. - [s.l.] : Energy Procedia, 2012. - Vol. 29.

**“Life cycle assessment of alternatives for hydrogen production from renewable and fossil sources”** [Publicación periódica] / aut. Dufour Javier. - [s.l.] : International Journal of Hydrogen Energy, 2012. - Vol. 37.

**“Life cycle assessment of high temperature electrolysis for hydrogen production via nuclear energy”** [Publicación periódica] / aut. Utgikar V. & Thiesen, T.. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy , 2006. - Vol. 31.

**“Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes”** [Publicación periódica] / aut. Koroneos C.. - [s.l.] : International Journal of Hydrogen Energy, (2004). - Vol. 29.

**“Life cycle assessment of processes for hydrogen production. Environmental feasibility and reduction of greenhouse gases emissions”** [Publicación periódica] / aut. Dufour J.. - [s.l.] : International journal of Hydrogen energy, 2009. - Vol. 34.

**“Life cycle assessment of various hydrogen production methods”** [Publicación periódica] / aut. Cetinkaya E.. - [s.l.] : International journal of hydrogen energy, 2012. - Vol. 37.

**“Life cycle inventory analysis of hydrogen production by the steam-reforming process: comparison between vegetable oils and fossil fuels as feedstock”** [Publicación periódica] / aut. Marquovich M Sonnemann GW, Castells F, Montané D.. - [s.l.] : Green Chemistry, 2002. - Vol. 4.

**“Life-cycle energy balance and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review”** [Publicación periódica] / aut. Prof. Bilek Marcela, Dr. Hardy, Clarence,. - [s.l.] : Energy Conversion & Management, 2008. - Vol. 49.

**“Penetration of hydrogen-based energy system and its potential for causing global environmental change: Scoping risk analysis based on life cycle thinking”** [Publicación periódica] / aut. Kikuchi Ryunosuke. - [s.l.] : Environmental Impact Assessment Review, 2006. - Vol. 26.

**“Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation”** [Informe] / aut. Hirschberg Stefan. - 2004.

**Bibing** [En línea] = “Energética del Hidrógeno” / aut. Fernández-Bolaños Badía Clara. - 2005. - Abril de 2013. - <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823/fichero/3.5+Aplicaciones+del+Hidr%C3%B3geno.pdf>

**British Petroleum (BP)** [En línea] / aut. British Petroleum. - 2012. - “BP Statistical Review of World Energy June 2012”. - Febrero de 2013. - [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2011/STAGING/local\\_](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_)

**Chemical Technology Laboratory** [En línea] = “Amoníaco y sus principales derivados” / aut. Grupo de Tecnología Química. - 2005. - Abril de 2013. - [http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/cap3\\_amoníaco.pdf](http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/cap3_amoníaco.pdf).

**Chemical Technology Laboratory** [En línea] = “Hidrógeno, gas de síntesis y derivados” / aut. Enríquez José Ignacio Zubizarreta. - Abril de 2013. - [http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/Tema2\\_hidrogeno.pdf](http://www.diquima.upm.es/docencia/tqindustrial/docs/Tema2_hidrogeno.pdf).



**coursera** [En línea] = “Energy 101” / aut. Shelton Dr. Sam. - Abril de 2013. - Abril de 2013. - <https://class.coursera.org/energy101-001/lecture/29>.

**Department of Energy** [En línea] = “Oil and Gas Partial Oxidation” / aut. DoE. - Junio de 2013. - [http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/gasifipedia/4-gasifiers/4-1-4-5\\_oxidation.html](http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/gasifipedia/4-gasifiers/4-1-4-5_oxidation.html), DoE..

**Energía a debate** [En línea] = “Metanol, combustible del futuro” / aut. Zenteno Eduardo Barrueta. - Septiembre de 2007. - Abril de 2013. - <http://www.energiaadebate.com/Articulos/septiembre2007/barruetasep2007.htm>.

**Fission or fossil?: a comparative hybrid life cycle assessment of two different hydrogen production methods** [Libro] / aut. Solli C.. - [s.l.]: Thesis of master, Norwegian University of Science and Technology, 2004.

**hpath** [En línea] = “Annual Report on World Progress in Hydrogen” / aut. Partnership for Advancing the Transition to Hydrogen. - Junio de 2011. - Febrero de 2013. - <http://www.hpath.org/ReportBook.pdf>.

**hydrogen ambassadors** [En línea] / aut. The Chemical Economics Handbook. - 2007. - Abril de 2013. - <http://www.hydrogenambassadors.com/background/worldwide-hydrogen-production-analysis.php>.

**Hydrogen Analysis Resource Center** [En línea] = “Worldwide and U.S. Total Hydrogen Production” / aut. Hydrogen Analysis Resource Center. - Febrero de 2013. - <http://hydrogen.pnl.gov/cocoon/morf/hydrogen/article/706>.

**Idaho National Laboratory** [En línea] = “High-temperature electrolysis for hydrogen production from nuclear energy” / aut. O’Brien James E.. - 2005. - <http://www.inl.gov/technicalpublications/Documents/3394826.pdf>.

**Inifta** [En línea] = “Hidrógeno, combustible del futuro: ¿Por qué cómo y dónde?” / aut. Peretti Hernán Américo. - Mayo de 2013. - <http://www.inifta.unlp.edu.ar/extension/Hidrogeno.pdf>.

**International Energy Agency (IEA)** [En línea] = “Key World Energy Statistics 2012” / aut. International Energy Agency. - 2012. - Febrero de 2013. - <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf>.

**Journal of Energy Security** [En línea] = “The ITER Project: International Collaboration to Demonstrate Nuclear Fusion” / aut. Griffith Sabina. - 16 de Abril de 2013. - Abril de 2013. - [http://www.ensec.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=438:the-iter-project-international-collaboration-to-demonstrate](http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=438:the-iter-project-international-collaboration-to-demonstrate).

**La guía química** [En línea] = “Isótopos del hidrógeno” / aut. Méndez Ángeles. - 2010. - Febrero de 2013. - <http://quimica.laguia2000.com/general/isotopos-del-hidrogeno>.

**Methanol Institute** [En línea] = “The methanol industry” / aut. Methanol Institute. - Abril de 2013. - <http://www.methanol.org/Methanol-Basics/The-Methanol-Industry.aspx>.

**National Renewable Energy Laboratory** [En línea] = “Life Cycle Assessment of Renewable Hydrogen Production via Wind/electrolysis” / aut. Spath Pamela & Mann Margaret. - 2004. - Junio de 2013. - <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35404.pdf>.

**Newcity** [En línea] = Social sustainability / aut. Hancock Trevor. - Junio de 2013. - [http://newcity.ca/Pages/social\\_sustainability.html](http://newcity.ca/Pages/social_sustainability.html).

**Pacific Northwest National Laboratory** [En línea] = “Sustainability Assessment of Coal-Fired Power Plants with Carbon Capture and Storage” / aut. Widder SH. - 2011. - Junio de 2013. - [http://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical\\_reports/PNNL-20933.pdf](http://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-20933.pdf).

**SCRIPPS institution of oceanography IC San Diego** [En línea] = “Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming” / aut. Spath Pamela & Mann Margaret. - 2001. - Junio de 2013. - [http://www-pord.ucsd.edu/~sgille/mae124\\_s06/27637.pdf](http://www-pord.ucsd.edu/~sgille/mae124_s06/27637.pdf).

**Secretaría de energía** [En línea] = “Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026” / aut. SENER. - 2012. - Junio de 2013. - [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PER\\_2012-2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf).

**Secretaría de ENERGÍA (SENER)** [En línea] = “Prospectiva de Petróleo Crudo 2012 – 2026” / aut. Secretaría de Energía. - 2012. - Febrero de 2013. - [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PPCI\\_2012\\_2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PPCI_2012_2026.pdf).

**Secretaría de ENERGÍA (SENER)** [En línea] = “Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012 - 2026” / aut. Secretaría de Energía. - 2012. - Febrero de 2013. - [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PGN\\_2012\\_2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PGN_2012_2026.pdf).

**Secretaría de ENERGÍA (SENER)** [En línea] = “misión y visión” / aut. Secretaría de energía. - Febrero 2013. - [http://www.energia.gob.mx/portal/mision\\_y\\_vision.html](http://www.energia.gob.mx/portal/mision_y_vision.html).

**SENER** [En línea] = “Balance Nacional de Energía 2011” / aut. Secretaría de energía. - 2011. - Abril de 2013. - [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/BNE\\_2011.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/BNE_2011.pdf).

**SENER** [En línea] = “Prospectiva de Petróleo Crudo 2012 – 2026” / aut. Secretaría de Energía. - 2012. - Abril de 2013. - [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PSE\\_2012\\_2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf).

**Sistema de bibliotecas** [En línea] / aut. Hurtado Toskano & Gérard, Bruno. - 2005. - Agosto de 2013. - [http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/monografias/Basic/toskano\\_hg/contenido.htm](http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtual/monografias/Basic/toskano_hg/contenido.htm).

**Sociedad Mexicana del Hidrógeno (SMH)** [En línea] = “Libro de Ciencia y Tecnología N° 2”. Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de combustible como fuentes de energía / aut. Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec. - 2009. - Febrero de 2013. - [http://www.smh2.mx/images/stories/Libro\\_de\\_CyT](http://www.smh2.mx/images/stories/Libro_de_CyT).

**soitu** [En línea] = “¿Carpetazo a la economía del hidrógeno?” / aut. Francescutti Pablo. - 2009. - Abril de 2013. - [http://www.soitu.es/soitu/2009/05/20/medioambiente/1242849886\\_819888.html](http://www.soitu.es/soitu/2009/05/20/medioambiente/1242849886_819888.html).

**Tecnologías de Hidrógeno y pilas de combustible** [En línea] = “Los números del hidrógeno” / aut. Asociación española del hidrógeno. - Abril de 2013. - [http://www.aeh2.org/index.php?option=com\\_content&view=category&id=44&layout=blog&Itemid=41&lang=es](http://www.aeh2.org/index.php?option=com_content&view=category&id=44&layout=blog&Itemid=41&lang=es).

**The Eco-indicator 95, Weighting method for environmental effects that damage ecosystems or human health on a European scale**, [Informe] / aut. Goedkoop Mark. - 1995.

**The Institution of Engineering and Technology** [En línea] = . “El análisis del ciclo de vida y la gestión ambiental” / aut. Blanca Romero. - 2003. - Mayo de 2013. - <http://www.iie.org.mx/boletin032003/tend.pdf>.

**Triplenlace** [En línea] = Eutrofización: causas y efectos / aut. Aparicio Rafael. - Agosto de 2013. - <http://tripenlace.com/2012/09/27/eutrofizacion-causas-y-efectos/>.

**United Nations** [En línea] = "El medio ambiente" / aut. Naciones Unidas. - Mayo de 2013. - <http://www.un.org/Depts/dhl/spanish/resguids/specenvsp.htm>.

**United Nations** [En línea] = “65/151. Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos” / aut. Naciones Unidas. - 2011. - Mayo de 2013. - <http://www.un.org/es/comun/docs/?symbol=A/RES/65/151>.

**Wikipedia** [Online] = Timeline of hydrogen technologies / auth. Wikipedia. - 2013. - Abril 2013. - [http://en.wikipedia.org/wiki/Timeline\\_of\\_hydrogen\\_technologies](http://en.wikipedia.org/wiki/Timeline_of_hydrogen_technologies).

**Worldenergy** [En línea] = “Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050” / aut. World Energy Council. - 2007. - Febrero de 2013. - [http://www.worldenergy.org/documents/scenarios\\_study\\_es\\_online.pdf](http://www.worldenergy.org/documents/scenarios_study_es_online.pdf).