

Trabajo Fin de Grado

Grado Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Autor: Blanca Membrillera Serrano

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

Departamento de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016





Trabajo Fin de Grado  
Grado Ingeniería de las Tecnologías Industriales

# **Integración de una pila de combustible tipo SOFC en una central de ciclo combinado.**

Autor:

Blanca Membrillera Serrano

Tutor:

Manuel Felipe Rosa Iglesias

Departamento de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Trabajo Fin de Grado: Integración de una pila de combustible tipo SOFC en una central de ciclo combinado.

Autor: Blanca Membrillera Serrano

Tutor: Manuel Felipe Rosa Iglesias

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016



*“Sí, amigos míos, creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor, de una intensidad de la que el carbón no es capaz [...]*

*El agua será el carbón del futuro”*

**Julio Verne, “La isla misteriosa” (1874)**





# AGRADECIMIENTOS

---

Quisiera agradecer en primer lugar a mis padres por la comprensión y el apoyo mostrado cada día en estos duros años. También agradecer a mis hermanas que sin ellas nada de esto hubiera sido posible.

Muchas gracias a mis amigos, a los que ya conocía, y a los que he conocido en estos años, pues todos ellos han aportado un poco para conseguir alcanzar esta meta. Sin olvidarme de mis compañeras de piso durante estos años, que no han parado de animarme en los peores momentos.

Finalmente darle las gracias a mi tutor, Felipe, que siempre estuvo ahí para ayudarme y orientarme.



# RESUMEN

---

El hidrógeno tiene muchas cualidades para considerarse el combustible del futuro. Las pilas de combustible son una alternativa para la generación de energía eléctrica con numerosas ventajas. Existen varios tipos de pilas que operan a diferentes temperaturas y con distintos materiales. Cada una de ellas tiene un campo de aplicación más adecuado.

Las pilas de óxido sólido (SOFC) son una de ellas. La aplicación principal de este tipo de pilas, es la generación de energía eléctrica en plantas de cogeneración. El aprovechamiento de los gases de salida a alta temperatura provoca un incremento del rendimiento. A pesar de que la inversión inicial es mucho menor en el sistema convencional, puede llegar a ser igual de rentable la generación de electricidad con este tipo de tecnología.



# ABSTRACT

---

Hydrogen has many qualities to be considered the fuel of the future. Fuel cells are an alternative to power generation with many advantages. There are different fuel cells technologies working at a wide range of temperature and materials. Each one has its appropriate application.

Solid Oxide Fuel Cells are one of them. The main application of this type of batteries is the generation of electric energy in cogeneration plants. The use of exhaust gases at high temperature causes a high yield. Although the initial investment is much lower in the conventional system can be as profitable the generation of electricity with this type of technology.



# INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Obtención de la energía. [3] .....	2
Figura 2: Fuentes actuales en la producción de hidrógeno. [3] .....	3
Figura 3: Esquema del proceso de obtención de hidrógeno por reformado con vapor. [12].....	4
Figura 4: Obtención de gas de síntesis a partir de biomasa. [8].....	5
Figura 5: Esquema electrólisis del agua. [8] .....	6
Figura 6: Esquema de un sistema integrado energía renovable-hidrógeno. [11] .....	7
Figura 7: Almacenamiento del hidrógeno en estado sólido. [9] .....	9
Figura 8: Esquema de una hidrogenera. [9] .....	10
Figura 9: Esquema de funcionamiento de una pila de combustible. [7].....	11
Figura 10: Esquema de las corrientes de entrada y salida de una pila SOFC.....	12
Figura 11: Curva de polarización típica de una pila de combustible. [2] .....	13
Figura 12: Esquema de una pila de combustible AFC. [13].....	15
Figura 13: Esquema de una pila de combustible PAFC. [13].....	16
Figura 14: Esquema de una pila de combustible PEMFC. [13].....	16
Figura 15: Esquema de una pila de combustible SOFC. [13].....	17
Figura 16: Esquema de una pila de combustible MCFC. [13].....	17
Figura 17: Conversión energética sistema convencional y pila de combustible. [3] .....	18
Figura 18: Esquema de una pila de combustible de óxido sólido (SOFC) de conductor iónico (a) y de conductor protónico (b). [4].....	24
Figura 19: Configuración plana. [4] .....	28
Figura 20: Configuración tubular. [4] .....	29
Figura 21: Prototipo del automóvil de Delphi. [5] .....	30
Figura 22: Desarrollo de la potencia total para los diferentes tipos de pila. [1].....	30
Figura 23: Central de ciclo combinado de eje simple [4]. .....	33
Figura 24: Central de ciclo combinado de eje múltiple [4]. .....	34
Figura 25: Diagrama de bloques de entradas y salidas de la planta de ciclo combinado [4]. .....	35
Figura 26: Generación neta de energía eléctrica peninsular [1].....	38
Figura 27: Esquema planta de cogeneración con sistema de pila de combustible. [1] .....	40
Figura 28: Comparación de los rendimientos. [1].....	41
Figura 29: Esquema de integración directa. [2].....	42
Figura 30: Esquema de integración indirecta. [2].....	43
Figura 31: Esquema de una turbina de gas. [3].....	46
Figura 32: Modelo de una turbina de gas (Ciclo de Brayton) .....	47
Figura 33: Ciclo termodinámico teórico de las turbinas de gas. [3] .....	48
Figura 34: Ciclo termodinámico real de las turbinas de gas. [3] .....	48
Figura 35: Modelo simplificado de la pila SOFC. ....	49
Figura 36: Modelo integrado de la pila de combustible y la turbina de gas. ....	49
Figura 37: Modelo esquemático de la turbina de gas. ....	51
Figura 38: Ciclo termodinámico de un ciclo regenerativo. ....	52
Figura 39: Modelo esquemático de la integración. ....	54
Figura 40: Comparación del gasto másico entre ambos sistemas. ....	54
Figura 41: Comparación del rendimiento entre ambos sistemas. ....	55
Figura 42: Evolución a lo largo de los años del precio de la electricidad con la turbina de gas. ....	57
Figura 43: Evolución del precio a lo largo de los años de la electricidad con el sistema integrado.....	60
Figura 44: Propuesta esquemática de hoja de ruta europea para el hidrógeno y las pilas de combustible. .....	62
Figura 45: Comparación del precio de electricidad con ambos sistemas. ....	63
Figura 46: Catálogo de intercambiadores. ....	67
Figura 47: Catálogo de inversores. ....	67

# INDICE DE TABLAS

---

<i>Tabla 1: Comparativa de las características generales de las pilas de combustible.</i>	14
<i>Tabla 2: Clasificación de las pilas de combustible en función de su temperatura de operación.</i>	15
<i>Tabla 3: Ventajas y desventajas de los distintos tipos de pila de combustible.</i>	20
<i>Tabla 4: Comparación entre las pilas ITSOFC y las pilas SOFC. [6]</i>	23
<i>Tabla 5: Ventajas de configuración de eje simple frente a eje múltiple [2].</i>	34
<i>Tabla 6: Tabla de equivalencias del hidrógeno [1].</i>	51
<i>Tabla 7: Tabla de costes de la turbina (I).</i>	55
<i>Tabla 8: Tabla de costes de la turbina (II).</i>	56
<i>Tabla 9: Tabla de costes de la turbina (III).</i>	56
<i>Tabla 10: Tabla de costes de la turbina (IV).</i>	56
<i>Tabla 11: Tabla de costes de la turbina (V).</i>	57
<i>Tabla 12: Tabla de costes del sistema integrado (I).</i>	58
<i>Tabla 13: Tabla de costes del sistema integrado (II).</i>	58
<i>Tabla 14: Tabla de costes del sistema integrado (III).</i>	59
<i>Tabla 15: Tabla de costes del sistema integrado (IV).</i>	59
<i>Tabla 16: Tabla de costes del sistema integrado (V).</i>	60
<i>Tabla 17: 5 kW APU SOFC System Per Unit Cost Summary.</i>	66



# INDICE

---

<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>ix</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>xi</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>xiii</b>
<b>INDICE DE FIGURAS</b>	<b>xv</b>
<b>INDICE DE TABLAS</b>	<b>xvi</b>
<b>INDICE</b>	<b>xvii</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO</b>	<b>1</b>
<b>2 PILAS DE COMBUSTIBLE</b>	<b>2</b>
2.1. <i>Introducción a la tecnología del hidrógeno</i>	2
2.2. <i>Obtención de hidrógeno</i>	3
2.2.1. A partir de combustibles fósiles	3
2.2.2. A partir de la biomasa	5
2.2.3. A partir del agua (Electrólisis)	5
2.3. <i>Almacenamiento y transporte del hidrógeno</i>	7
2.3.1. ¿Qué es una hidrogenera?	9
2.4. <i>Descubrimiento de la pila de combustible</i>	10
2.5. <i>Funcionamiento y componentes de las pilas de combustible</i>	11
2.6. <i>Comportamiento real</i>	13
2.6.1. Pérdidas por activación	14
2.6.2. Pérdidas óhmicas	14
2.6.3. Pérdidas por concentración	14
2.7. <i>Tipología</i>	14
2.7.1. Pilas de combustible de baja temperatura	15
2.7.2. Pilas de combustible de alta temperatura	17
2.8. <i>Ventajas y desventajas</i>	18
2.8.1. Ventajas de la pila de combustible	18
2.8.2. Desventajas de la pila de combustible	19
2.8.3. Conclusión	19
<b>3 PILAS SOFC</b>	<b>22</b>
3.1. <i>Principio funcionamiento</i>	23
3.2. <i>Componentes y materiales</i>	25
3.2.1. Electrolito	25
3.2.2. Ánodo	25
3.2.3. Cátodo.	26
3.2.4. Elementos interconectores.	27
3.3. <i>Diseño de las pilas SOFC</i>	28
3.3.1. Configuración plana	28
3.3.2. Configuración tubular	28

3.4.	<i>Aplicaciones de las pilas SOFC</i>	29
3.4.1.	Transporte terrestre	29
3.4.2.	Sistemas estacionarios.	30
3.4.3.	Sistemas portátiles.	31
<b>4</b>	<b>CICLOS COMBINADOS</b>	<b>33</b>
4.1.	<i>Funcionamiento de una central de ciclo combinado</i>	33
4.2.	<i>Equipos fundamentales</i>	35
4.2.1.	Turbina de gas.	36
4.2.2.	Caldera recuperadora de calor.	36
4.2.3.	Turbina de vapor.	36
4.2.4.	Generador.	37
4.2.5.	Sistemas auxiliares.	37
4.3.	<i>Ventajas y desventajas</i>	37
4.4.	<i>Centrales de ciclos combinados en España</i>	38
<b>5</b>	<b>INTEGRACIÓN ENERGÉTICA DE LAS PILAS SOFC EN LOS CICLOS COMBINADOS</b>	<b>40</b>
5.1.	<i>Ventajas de la integración</i>	41
5.2.	<i>Modos de integración</i>	42
5.2.1.	Integración directa	42
5.2.2.	Integración indirecta	43
<b>6</b>	<b>CASO PRÁCTICO</b>	<b>46</b>
6.1.	<i>Modelo turbina de gas</i>	46
6.1.1.	Descripción del ciclo simple ideal	48
6.1.2.	Descripción del ciclo simple real	48
6.2.	<i>Modelo simplificado pila SOFC</i>	49
6.3.	<i>Modelo integrado de la pila de combustible y la turbina de gas</i>	49
<b>7</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>51</b>
7.1.	<i>Análisis energético</i>	51
7.1.1.	Obtención del hidrógeno	51
7.1.2.	Modelo simplificado de la turbina	51
7.1.3.	Modelo simplificado de la integración	54
7.1.4.	Resultados	54
7.2.	<i>Análisis económico</i>	55
7.2.1.	Turbina de gas	55
7.2.2.	Sistema integrado	57
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>62</b>
<b>ANEXO</b>		<b>65</b>

# 1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

---

Las materias utilizadas como combustible por el hombre han ido evolucionando a lo largo de la historia. Desde el inicial uso de la madera, han sido utilizados el carbón, el petróleo y el gas natural. La evolución ha seguido un proceso lógico de utilizar materias ricas en carbono, hacia materias ricas en hidrógeno ya que el carbono es un elemento contaminante en el proceso de combustión, mientras que el hidrógeno es realmente el elemento que produce la combustión.

En esa búsqueda de una energía menos contaminante y de mejor rendimiento, el hidrógeno va cobrando mayor importancia como fuente de energía eléctrica, mecánica o calorífica. Su uso cada vez más generalizado, va descubriendo métodos de producción de energía con un alto rendimiento y la eliminación o, al menos reducción, de las emisiones de monóxido de carbono (CO) y de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

La inversión del proceso de hidrólisis del agua para la separación del oxígeno y del hidrógeno, basada en la mezcla de estos dos elementos, tiene como resultante agua y energía eléctrica. Este proceso realizado en una pila de combustible, nos demuestra que el hidrógeno aunque no es una fuente de energía primaria pues ésta es necesaria para su extracción, sí que es un elemento portador de energía.

El principal inconveniente de las fuentes de energía renovables siempre ha sido su dificultad de almacenamiento cuando no exista demanda por parte de los consumidores. Este problema podría evitarse en el hidrógeno que es un elemento fácilmente almacenable en su estado gaseoso. Así parece que lo idóneo sería tener plantas de energía renovable en las cuales la parte excedente no solicitada por los consumidores, se utilizara para producir hidrógeno y almacenarlo. España al contar con una gran industria en el sector eólico podría llegar a tener una participación importante en el sector del hidrógeno.

El presente trabajo se ceñirá al estudio de las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC), que se caracterizan por una temperatura de operación elevada (800-1000 °C) y por su electrolito cerámico. La alta temperatura de operación dota al proceso de propiedades muy interesantes, aunque en principio se pudiera suponer una disminución de la eficiencia del proceso. Este tipo de pilas produce una reacción exotérmica generando una corriente de escape de gases con un alto contenido energético dando la posibilidad de utilizar esa fuente de energía en una turbina.

El resultado final será un sistema híbrido o una planta de cogeneración, que puede llegar a alcanzar altos rendimientos (en torno al 80-90%) y con el que se puede obtener niveles importantes de potencia eliminando las emisiones, ya que el producto final del proceso será vapor de agua.

# 2 PILAS DE COMBUSTIBLE

## 2.1. Introducción a la tecnología del hidrógeno

El incremento progresivo de la demanda energética y la dependencia de las reservas de los combustibles fósiles, hoy por hoy limitadas, hace necesario la búsqueda de nuevas tecnologías energéticas. Estas nuevas tecnologías deben tener obligatoriamente una serie de características para ser tenidas en cuenta: alto rendimiento, mínimas emisiones contaminantes y punto de producción y demanda lo más cercanos posible. Cumpliendo estas características, pero aún en fase de desarrollo, se encuentran las pilas de combustible.

En primer lugar, se debe tener en cuenta que el hidrógeno es un vector energético completamente diferente a una fuente de energía.

Una fuente de energía, es un fenómeno tanto químico como físico a partir del cual obtengo la energía primaria. Las principales fuentes actuales son: energías fósiles, energía nuclear y las energías renovables. En cambio, un vector energético transporta la energía obtenida por las fuentes hasta el lugar de utilización. Los vectores energéticos más usuales son la electricidad, el calor y el hidrógeno.

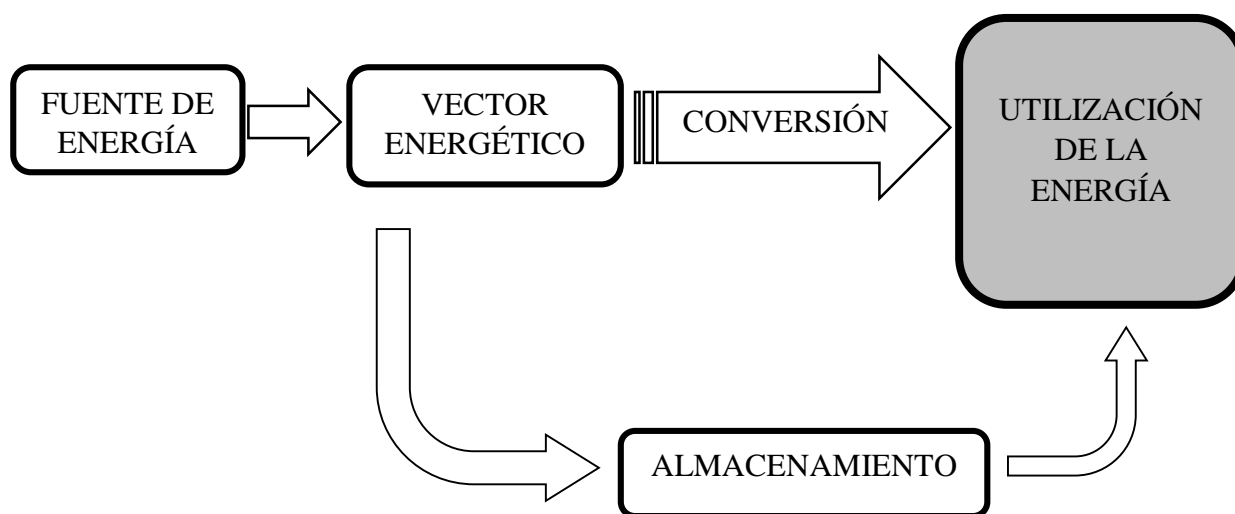


Figura 1: Obtención de la energía. [3]

En el caso de las pilas de combustible, el hidrógeno será el vector energético que a partir de una fuente de energía inicial proporcionará energía química y las pilas serán las encargadas de convertir dicha energía química en electricidad.

El hidrógeno es el decimoquinto elemento más abundante en la tierra, su estado bajo condiciones normales es diatómico ( $H_2$ ). No se suele encontrar en estado libre, debido a su bajo peso que lo haría ascender rápidamente. Por eso, la mayor parte del hidrógeno

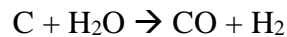
que se encuentra en la tierra está formando compuestos químicos como el agua o en menor proporción compuestos químicos de mayor peso.

## 2.2. Obtención de hidrógeno

La obtención del hidrógeno puro es un proceso muy versátil, debido a que puede obtenerse por medio de varias fuentes y varios mecanismos. En todos ellos es necesario separar el hidrógeno de los compuestos en los que se encuentre formando parte, principalmente del agua, los combustibles fósiles y la materia orgánica.

### 2.2.1. A partir de combustibles fósiles

Más del 95% de la producción actual del hidrógeno proviene de los combustibles fósiles, ya que es el proceso más barato. El proceso de obtención de hidrógeno a partir del carbón es muy antiguo. Consiste básicamente en la combustión del carbón a alta temperatura en presencia de agua, generando CO y H<sub>2</sub>.



Este proceso no soluciona el problema de la emisión de contaminantes, cuya solución pasa por el confinamiento de los gases contaminantes para evitar que se vayan a la atmósfera. Acción que no resulta fácil.

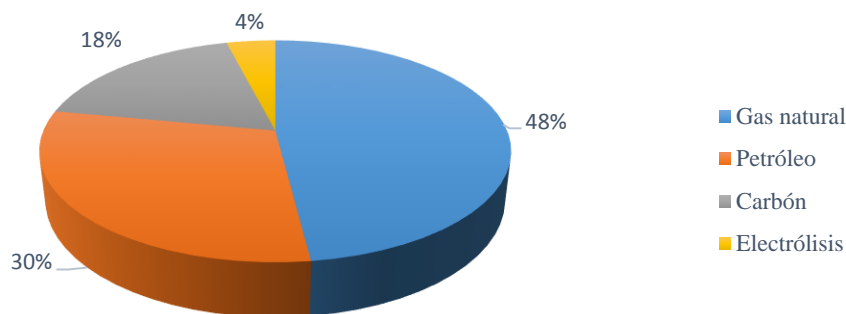
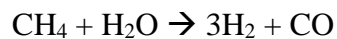


Figura 2: Fuentes actuales en la producción de hidrógeno. [3]

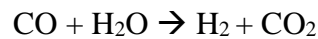
Como se puede apreciar en el gráfico, el gas natural es actualmente la principal fuente de obtención del hidrógeno ya que su extracción es barata y sencilla. La obtención actual de hidrógeno a partir de combustibles fósiles no constituye una alternativa limpia al modelo energético actual, ya que la mayoría de los casos emite cantidades parecidas de CO<sub>2</sub> aunque la combustión de hidrógeno es más limpia y eficiente que la combustión de gas natural y, por lo tanto, hace falta consumir menos cantidad de gas natural si éste se transforma a hidrógeno. Pero el coste energético de la producción del hidrógeno a partir de gas natural no siempre compensa estas ventajas.

La composición del gas natural varía, pero normalmente más del 90% del gas natural es metano (CH<sub>4</sub>) y el resto una mezcla de nitrógeno (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y otros hidrocarburos y compuestos con azufre. La reacción para obtener hidrógeno consiste en separar en el metano, el carbono del hidrógeno.

La producción de hidrógeno a partir del gas natural se realiza en varias etapas. En primer lugar, se elimina cualquier compuesto de azufre en el gas natural, ya que son los elementos más perjudiciales en el proceso. La segunda etapa consiste en hacer reaccionar el metano con agua a altas temperaturas en presencia de un catalizador, normalmente de níquel, para que conversión del metano se haga en el menor tiempo posible.



A su vez, a partir del monóxido se puede obtener más hidrógeno mediante una segunda reacción, en la que la mezcla es enfriada y el monóxido de carbono reacciona también con agua para originar dióxido de carbono e hidrógeno en presencia de un catalizador de óxido de hierro (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>). Esta reacción se conoce con el nombre de *reacción de desplazamiento de gas de agua*.



Quedando la reacción global como:

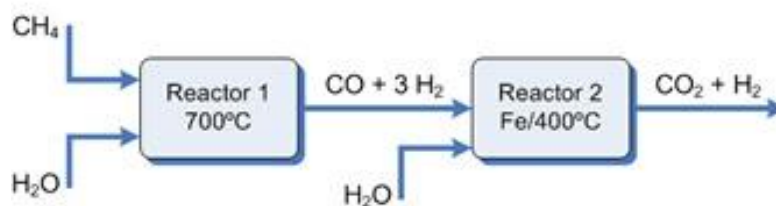
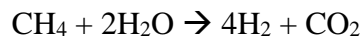


Figura 3: Esquema del proceso de obtención de hidrógeno por reformado con vapor. [12]

La eficiencia del reformado de metano en términos de conversión de energía desde la fuente fósil hasta el hidrógeno es del 65-85% y el hidrógeno producido puede ser almacenado en tanques.

### 2.2.2. A partir de la biomasa

Hay otros procesos más sostenibles para la producción de hidrógeno como son los de gasificación en ellos se emplea biomasa para producir hidrógeno. Este proceso tiene la ventaja de ser neutro en emisiones de contaminantes, no requiere acondicionamiento pero el principal y gran inconveniente es la baja obtención de cantidades de hidrógeno.

La biomasa comprende al conjunto de material biológico vivo o muerto de manera reciente. La biomasa no incluye a los combustibles fósiles ya que, pese a su origen casi exclusivamente biológico, ha permanecido un largo periodo de tiempo fuera del ciclo de carbono. Típicamente será madera, paja o similares, ya que contienen celulosa y lignina.

El proceso Carbo-V de Choren Industries CmbH está muy extendido, consiste en la obtención de hidrógeno mediante una gasificación en dos etapas: gasificación directa de la biomasa y pirolisis.

La pirolisis consiste en llevar la biomasa a una temperatura entre 400-600 °C en ausencia de oxígeno, obteniéndose gases volátiles y una especie de carbón vegetal (char).

En la gasificación se calienta a mayor temperatura la biomasa en presencia de aire y vapor de agua, el char es molido y soplado dentro del gasificador y se obtiene en este caso un gas compuesto por hidrógeno, metano y monóxido de carbono.

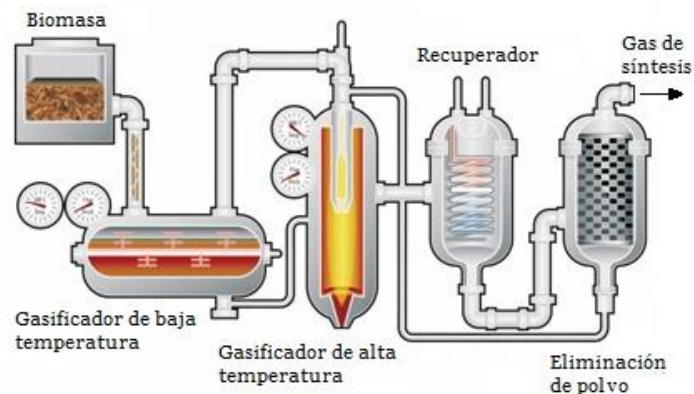
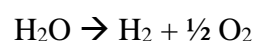


Figura 4: Obtención de gas de síntesis a partir de biomasa. [8]

La composición de los productos depende en gran medida del origen y naturaleza de la biomasa, pudiendo a alcanzar una conversión del 40% de hidrógeno.

### 2.2.3. A partir del agua (Electrólisis)

Otra forma de producir hidrógeno es mediante la electrólisis del agua. En este caso el hidrógeno obtenido es de una mayor pureza en comparación con los métodos anteriores. Para este método se necesita una fuente de electricidad que hará que el agua presente en el proceso, se descomponga en hidrógeno y oxígeno.



La electrólisis es un proceso electroquímico de oxidación-reducción, que consiste en hacer pasar corriente eléctrica por medio de dos electrodos (cátodo y ánodo). Al someter a la sustancia a la corriente eléctrica se obtiene el hidrógeno a través del ánodo y el oxígeno a través del cátodo, ambos en estado gaseoso.

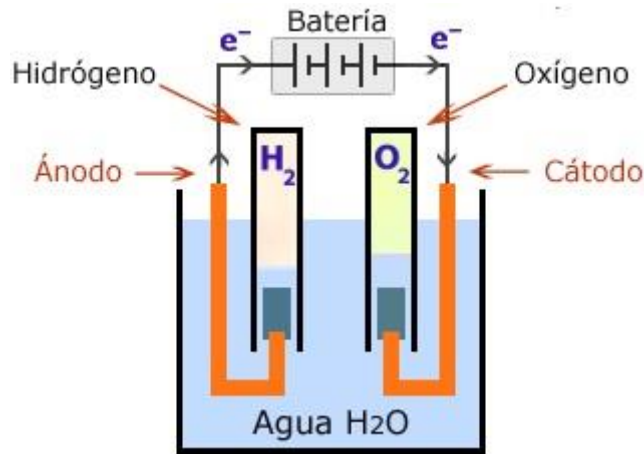


Figura 5: Esquema electrólisis del agua. [8]

Una variante de este sistema para optimizar la obtención de hidrógeno se realiza mediante la reutilización del calor procedente de la energía de las centrales nucleares o solar concentrada. En ellos se puede utilizar el calor para realizar el proceso de electrólisis del agua a alta temperatura o para el desarrollo de ciclos termoquímicos que produzcan hidrógeno. La ventaja de los ciclos termoquímicos respecto a la electrólisis que se necesita una temperatura de operación menor.

El método de obtención de hidrógeno que puede tener mayor relevancia en un futuro y con mayor sostenibilidad será seguramente aquel en el que estén presentes las fuentes de energía renovables y el proceso de electrólisis del agua. El principal inconveniente de las fuentes de energías renovables sigue siendo la imposibilidad de almacenaje del excedente producido y en la electrólisis del agua el elevado coste energético que se necesita para realizarlo. La unión de ambos procesos facilitaría el consumo del exceso de producción de electricidad generada por las energías renovables para ser empleado en la electrólisis del agua y generar hidrógeno que puede ser almacenado. Esto hace que el problema del excedente de energía producida, el elevado coste de la energía necesaria y las emisiones producidas desaparezcan. A pesar del bajo rendimiento de las energías renovables y que el proceso de electrólisis no es perfecto, este binomio puede ser fundamental en una fuente primaria de energía futura.



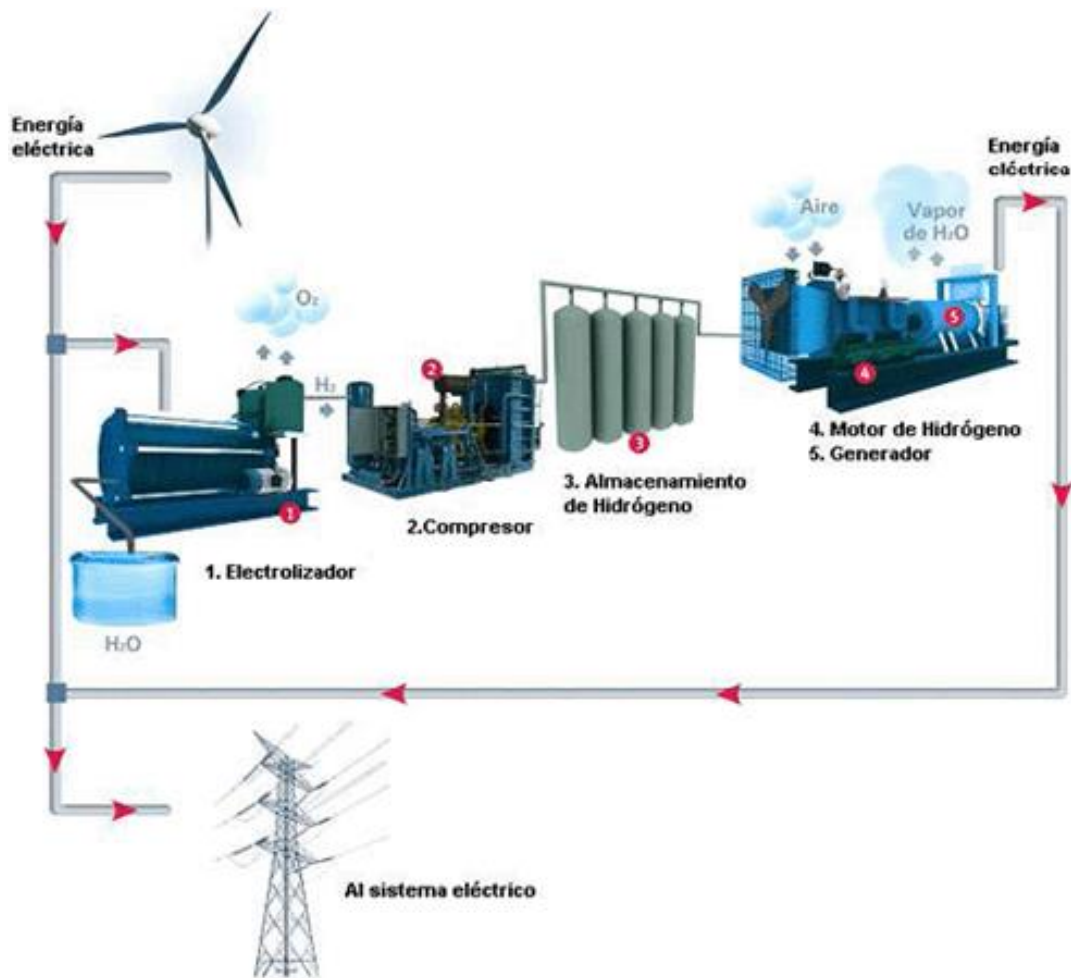


Figura 6: Esquema de un sistema integrado energía renovable-hidrógeno. [11]

### 2.3. Almacenamiento y transporte del hidrógeno

Como el hidrógeno es un vector energético, debe ser transportado hasta el punto donde se quiere consumir. Una de las grandes ventajas del hidrógeno respecto a la electricidad, es que se puede almacenar y su producción no depende de la demanda como ocurre en la electricidad. El almacenamiento de cantidades grandes de hidrógeno, se suele realizar en tanques a alta presión o depósitos subterráneos. Pero para cantidades menores, el problema del almacenamiento y empleo está aún en desarrollo.

El almacenamiento del hidrógeno puede ser realizado mediante medios convencionales como la compresión o licuefacción y así poder confinar una mayor cantidad de hidrógeno en un volumen determinado. Pero la energía empleada en comprimir el hidrógeno será energía perdida, que no se puede recuperar posteriormente en la combustión. La licuefacción consiste en almacenar el hidrógeno en estado líquido por lo que se necesitan temperaturas muy bajas (aproximadamente  $-250^{\circ}\text{C}$ ). El rendimiento en los procesos de

licuación es mayor que en el proceso de compresión, pero solo tendría sentido para cantidades relativamente altas.

Hay otro proceso más innovador para almacenar el hidrógeno que consiste en el uso de esferas de un material poroso que al ser calentadas aumentan el tamaño de sus poros permitiendo el paso del hidrógeno hacia su interior. Cuando el calor cesa, los poros se cierran y el hidrógeno queda atrapado dentro de las esferas. Este proceso de almacenamiento tiene el inconveniente que para introducir y/o extraer el hidrógeno se necesitan un cierto tiempo de reacción ya que no es un proceso inmediato y hay que tener un cierto control en la humedad, ya que tiene un papel fundamental. En esta técnica se suelen emplear materiales carbonosos que tienen la propiedad de ser porosos. Las ventajas de esta técnica son la reversibilidad del proceso, alta densidad de almacenamiento y su bajo coste.

Otro punto de gran relevancia es su transporte, ya que se puede ser realizado por diferentes medios (normalmente marítimo o terrestre), pero entraña riesgos, ya que no hay que olvidar que el hidrógeno es altamente inflamable, y por lo tanto peligroso. Por tanto nos encontramos ante una operación de riesgo similar al transporte de combustibles fósiles.

Hay otras formas de transportarlo con riesgo reducido mediante la formación de hidruros metálicos, ya que estos elementos son capaces de retener grandes cantidades de hidrógeno en su estructura de manera reversible. El procedimiento consiste en confinar el metal en un depósito, e ir introduciendo el hidrógeno a través de una válvula a presión haciendo que se forme el hidruro del metal. Este método tiene las ventajas, que se puede almacenar más hidrógeno por unidad de volumen y resulta más seguro para su transporte ya que el hidruro no es explosivo. Para la utilización posterior del hidrogeno solo sería necesario abrir la válvula y calentar el depósito para que el hidrógeno sea liberado. El único requerimiento para este tipo de almacenamiento, es que los hidruros deben soportar muchos ciclos de carga/descarga, deben tener una alta capacidad de almacenamiento y sobretodo deben ser estables frente a las condiciones ambientales. Para que este tipo de almacenamiento sea realmente viable, se deberá elegir un metal que no sea excesivamente caro, aleaciones de hierro y titanio, lantano y níquel y materiales compuestos basados en zirconio, titanio y magnesio.



*Figura 7: Almacenamiento del hidrógeno en estado sólido. [9]*

El principal inconveniente en este tipo de transporte es el alto peso del depósito que ha hecho que se desarrolle la posibilidad de almacenamiento en forma de hidruros no metálicos, aunque estos últimos procesos no siempre son reversibles, se tiene que operar a altas temperaturas y algunos de los compuestos que tiene unas buenas características como el hidruro mixto de litio y berilio (el cual tiene un proceso reversible, tiene una temperatura de operación de  $150^{\circ}\text{C}$  y tiene una alta capacidad de almacenamiento con una relación de peso baja) es altamente tóxico.

Todas estas opciones de almacenamiento, tienen importantes desventajas por lo que la solución óptima puede consistir en generar el hidrógeno en el punto de consumo sin necesidad de transportarlo. Por tanto el futuro tiene que pasar por la obtención del hidrógeno a partir de un substrato, que preferiblemente será líquido, que contenga la mayor cantidad de hidrógeno posible además de una mayor facilidad y seguridad a la hora de transportarlo.

Otra una gran ventaja a la hora de implantar estos nuevos procesos sería el aprovechamiento de todo el sistema actual de distribución de combustibles líquidos instalado, como son las gasolineras, tanques, conducciones, etc. Aunque habría que rediseñar las infraestructuras y se necesitaría que el vehículo dispusiera de un sistema de generación de hidrógeno a bordo.

### **2.3.1. ¿Qué es una hidrogenera?**

Son estaciones de servicios preparadas para surtir de combustible a los vehículos de hidrógeno. A diferencia de las estaciones de servicios convencionales, en las hidrogeneras la fuente de hidrógeno puede suministrarse mediante camiones, directamente por tuberías de hidrógeno o incluso puede producirse directamente en la estación mediante hidrólisis.

Actualmente en España, solo hay 5 estaciones ubicadas en Zaragoza, Barcelona, Madrid y Sevilla.

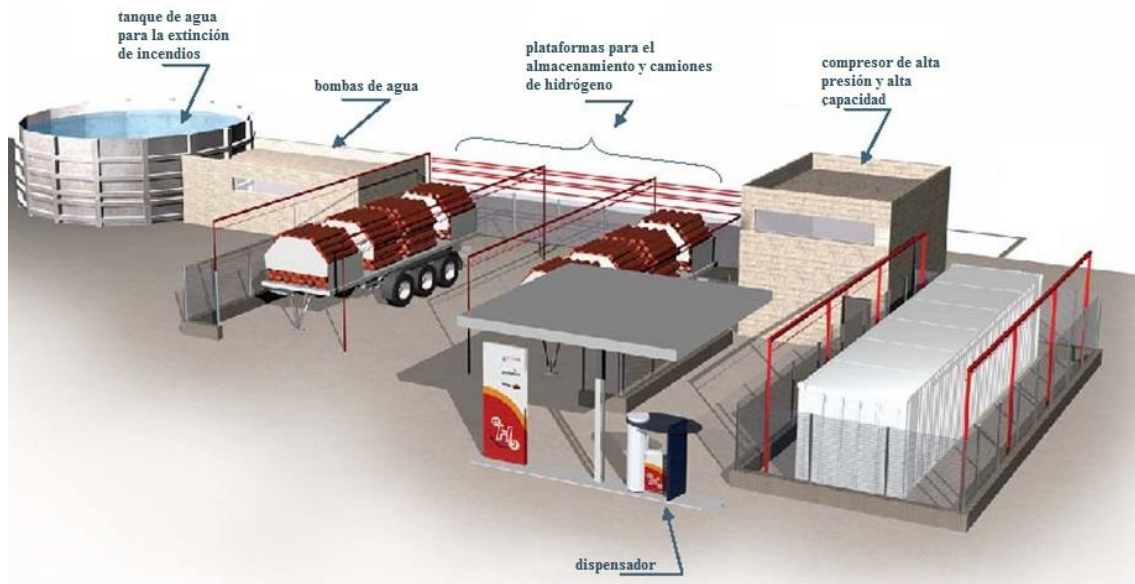


Figura 8: Esquema de una hidrogenera. [9]

El marco energético actual va a sufrir necesariamente una transformación, pero no será repentina. En los últimos años han surgido diversas iniciativas para el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y se han destinado importantes ayudas para alcanzar una cuota mayor de uso del hidrógeno en combustibles para el transporte. Las perspectivas indican que en un plazo de 30 años, se dispondrá de hidrógeno a un precio competitivo, no sólo siendo utilizado como combustible para el transporte, sino como complemento para la producción de electricidad generada por las plantas de energía renovables, ajustado la generación energética a la demanda.

Esta transformación energética podría verse acelerada por la cada vez mayor preocupación por los efectos contaminantes de los combustibles fósiles, que están ocasionando el incremento de las temperaturas ambientales y, por lo tanto, un aumento del nivel del mar. Provocando la emisión a la atmósfera de gases nocivos y generando el efecto invernadero. Esto preocupa cada vez más, ya que el consumo energético mundial aumenta de manera muy rápida.

## 2.4. Descubrimiento de la pila de combustible

Una de las primeras personas en darse cuenta de las posibilidades energéticas del hidrógeno fue William Robert Grove, quién desarrolló una pila eléctrica con la que fue posible la implantación del telégrafo en el Reino Unido. Más tarde ideó su “batería de gas” que se basaba en el hecho conocido de que al pasar una corriente a través de agua esta se descomponía en sus elementos constituyentes, es decir, hidrógeno y oxígeno. El trabajo de Grove consistió en orientar su investigación hacia una batería en la que tuviera lugar el proceso inverso.

El nombre de pila de combustible lo acuñó Ludwig Mond junto con Charles Langer, en 1889 cuando intentaron desarrollar un dispositivo a gran escala que funcionara con aire y gas de síntesis (una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono). Sin embargo no fue hasta 1959 y tras años de estudio, cuando Francis Bacon fue capaz de desarrollar una pila de combustible convencional de 5 kW.

A partir de la Segunda Guerra Mundial el uso del hidrógeno quedó relegado casi totalmente a procesos industriales y no como combustible para transportes, debido a la difusión del petróleo como nuevo combustible. Pero en 1973, con la crisis del petróleo, el hidrógeno volvió al panorama energético mundial.

## 2.5. Funcionamiento y componentes de las pilas de combustible

Las pilas de combustible son sistemas electroquímicos en los que la energía química almacenada en un combustible se convierte directamente en electricidad. A diferencia de una pila eléctrica o una batería, una pila de combustible no necesita recarga ninguna, funciona siempre y cuando el combustible que recibe del exterior no cese, por lo que será capaz de suministrar energía eléctrica de forma continua mientras se aporte combustible. En cambio una pila eléctrica es un sistema cerrado, ya que almacena en su interior la energía química que se convierte en electricidad por lo que será un sistema limitado y cuando se acabe, se tendrá que tirar o recargar la batería.

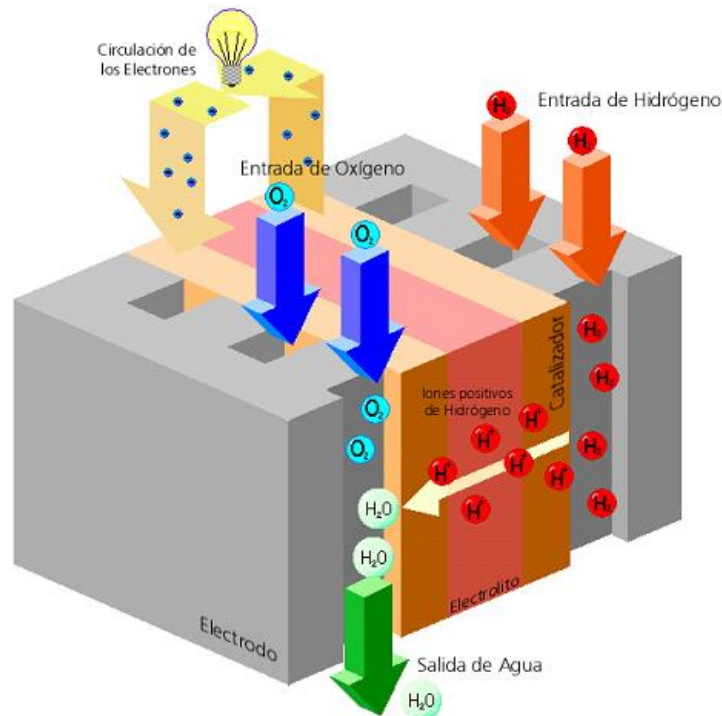
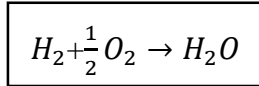
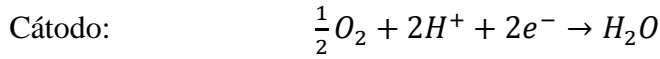


Figura 9: Esquema de funcionamiento de una pila de combustible. [7]

La unidad fundamental de una pila de combustible se compone de dos electrodos (ánodo y cátodo) conductores electrónicos separados por un electrolito conductor iónico. Los reactivos, oxígeno e hidrógeno, reaccionan de forma separada en cada electrodo:



Los protones son el producto de la oxidación del hidrógeno que tiene lugar en el ánodo, y van desde el ánodo hasta el cátodo a través de la membrana de la celda, debido a que el electrolito permite el paso de los protones e impide el paso de los electrones. Los electrones generan corriente eléctrica a su paso por un circuito externo. En el cátodo se produce la reacción de reducción, en la que electrones y protones se combinan con el oxígeno para formar agua.

Hay que tener en cuenta que las reacciones no se originan al mismo tiempo en un lado que en otro, por lo tanto para que estas reacciones tengan lugar suele ser necesario que haya un catalizador tanto en el cátodo como en el ánodo. El catalizador acelera la conversión del hidrógeno en protones y electrones. Suele ser de platino pero su altísimo coste encarece mucho la fabricación de la pila.

En definitiva, el principio de funcionamiento es el inverso al de la electrólisis obteniéndose una corriente eléctrica.

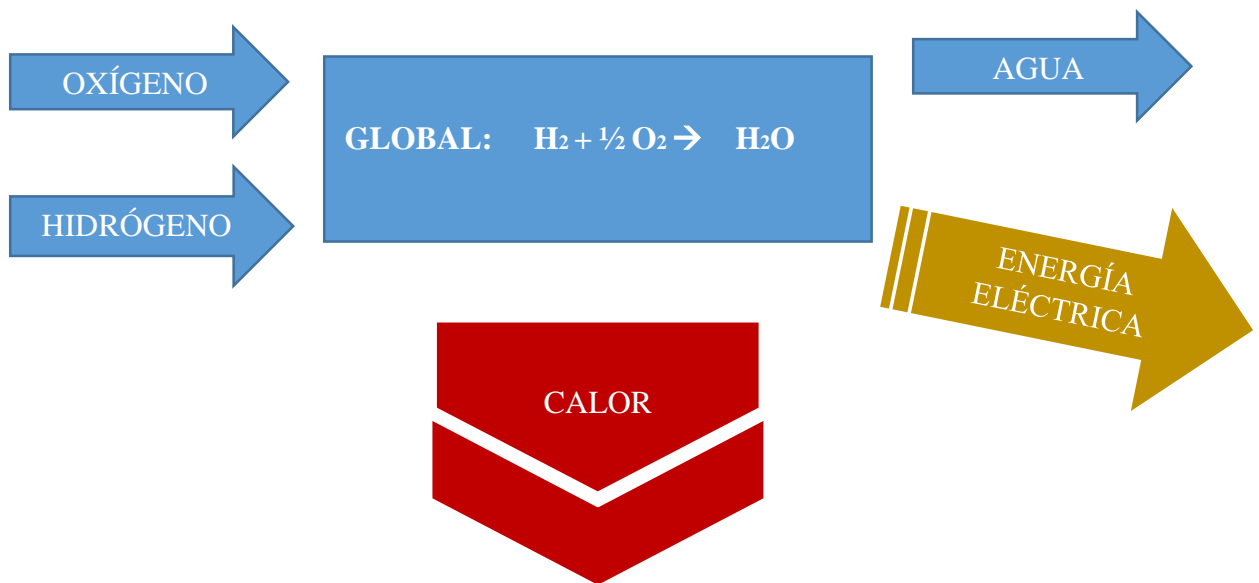


Figura 10: Esquema de las corrientes de entrada y salida de una pila SOFC.

## 2.6. Comportamiento real

El comportamiento real de una pila de combustible es muy complejo, pero se suele realizar una simplificación de su modelización para conocer su comportamiento en ciertas condiciones de operación.

El potencial real de una pila disminuye respecto a su valor ideal debido a las pérdidas irreversibles que tienen lugar en ella. Para visualizar la diferencia entre ambos potenciales se suele representar el potencial frente a la densidad de corriente, dando lugar a la llamada curva de operación o de polarización. Dicha curva presenta tres zonas principales de operación en las que cada región tiene asociada una fuente de pérdida de eficiencia.

- Pérdidas por activación, provocadas por la baja velocidad de algunas reacciones en la región de polarización por activación, que requieren una cierta energía para que se produzcan.
- Pérdidas óhmicas o resistivas, relacionadas con las resistencias eléctricas asociadas a los electrodos, el electrolito y los contactos.
- Pérdidas por concentración, resultado de los gradientes de concentración que disminuyen la actividad del electrodo.

Para densidades de corrientes bajas dominan las pérdidas por polarización de activación y para densidades de corrientes altas, aumentan las pérdidas por concentración. En un rango intermedio de densidades prevalece polarización óhmica y la variación del potencial es lineal.

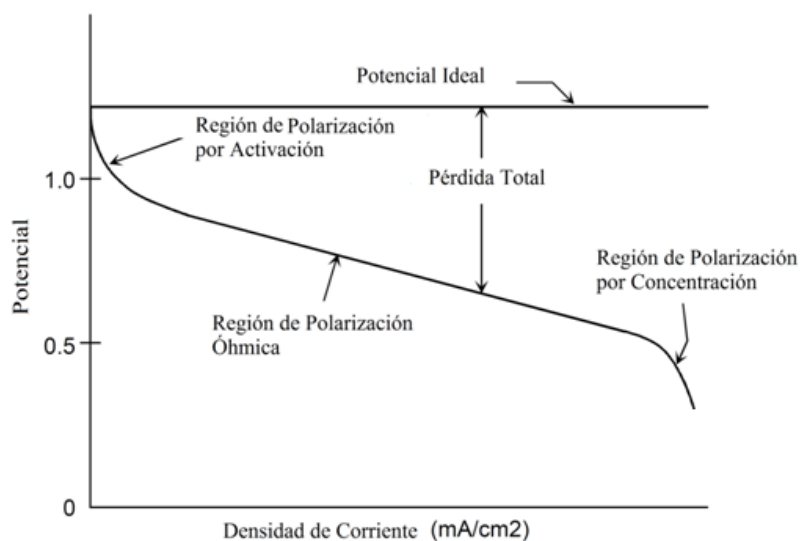


Figura 11: Curva de polarización típica de una pila de combustible. [2]

### 2.6.1. Pérdidas por activación

Este tipo de pérdidas se deben a la lentitud de las reacciones en los electrodos. Para que las reacciones electroquímicas comiencen, al igual en las reacciones químicas comunes, los reactivos deben superar la energía de activación. En realidad, en los electrodos no ocurre una sola reacción sino varias, cada una de ellas con su propia velocidad y energía de activación. Así, las pérdidas por activación son el resultado de las pérdidas debidas a cada una de estas reacciones sucesivas.

### 2.6.2. Pérdidas óhmicas

Las pérdidas óhmicas se deben a la resistencia al flujo de iones en el electrolito y a la resistencia al flujo de electrones que viajan a través del electrodo. Los electrodos y el electrolito suelen ser materiales fundamentalmente óhmicos, es decir, materiales en los que predomina el comportamiento lineal de la tensión frente a la intensidad de corriente.

### 2.6.3. Pérdidas por concentración

Cuando el transporte de masas ocurre a velocidad finita en el electrodo se limita la entrada de gas reactivo y la correcta evacuación de los productos, por ello, a menudo ocurre que el gas del interior se consume, diluyéndose en los productos. Como consecuencia, se crea un gradiente de concentración entre la superficie del electrodo y las entradas de suministro, que contribuye negativamente al potencial de salida.

## 2.7. Tipología

	SOFC	MCFC	PEMFC	AFC	PAFC
Electrolito	Componente cerámico duro y no poroso	Sal de carbonato fundido	Polímero sólido	Disolución alcalina	Ácido fosfórico
Conductor iónico	$O^{2-}$	$CO_3^{2-}$	$H^+$	$OH^-$	$H^+$
Temperatura operación	800-1000°C	600-700°C	50-100°C	70-200°C	150-200°C
Rango potencia	1 kW-10 MW	50 kW-10 MW	1 W-100kW	500 W-10 kW	10 kW-1MW
Eficiencia eléctrica	60-65%	50-60%	40-60%	60-70%	40-47%

Tabla 1: Comparativa de las características generales de las pilas de combustible.



Las pilas de combustible se califican en función de su electrolito, ya que este determinará la reacción que tiene lugar en los electrolitos y las temperaturas de trabajo. Diferenciaremos dos grandes grupos, dependiendo de su temperatura de operación:

Pila de alta temperatura	Pila de baja temperatura
SOFC MCFC	AFC PAFC PEMFC

Tabla 2: Clasificación de las pilas de combustible en función de su temperatura de operación.

### 2.7.1. Pilas de combustible de baja temperatura

Las pilas que operan a baja o media temperatura ofrecen propiedades de fácil y rápido arranque y enfriamiento, haciéndolas más apropiadas para aplicaciones móviles o de automoción. En cambio, requieren mayor pureza del combustible.

- **Alkaline Fuel Cell (AFC)**

Las pilas alcalinas utilizan una solución de hidróxido de potasio en agua como electrolito.

Debido a las bajas temperaturas de operación, el CO puede desactivar el catalizador en concentraciones bajas y el CO<sub>2</sub> reacciona con el electrolito. Por lo tanto deben funcionar con alta pureza de H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>.

Se suelen emplear para aplicaciones aeroespaciales y militares.

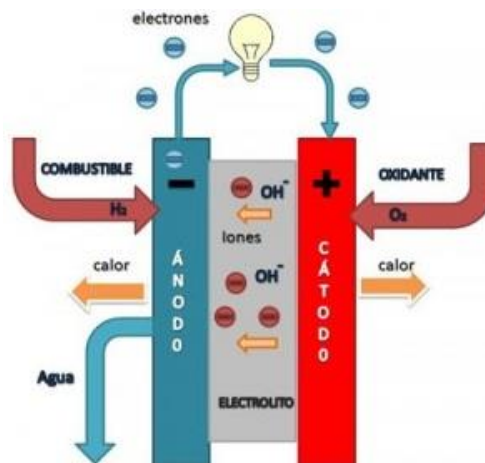


Figura 12: Esquema de una pila de combustible AFC. [13]

- **Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)**

Las pilas de combustible que utilizan ácido fosfórico como electrolito. Se pueden alcanzar rendimientos mayores con flujos de combustible y oxidante presurizados, disminuyendo la vida útil del sistema.

Se emplean normalmente en la generación de energía estacionaria, pero también en vehículos pesados, como autobuses urbanos.

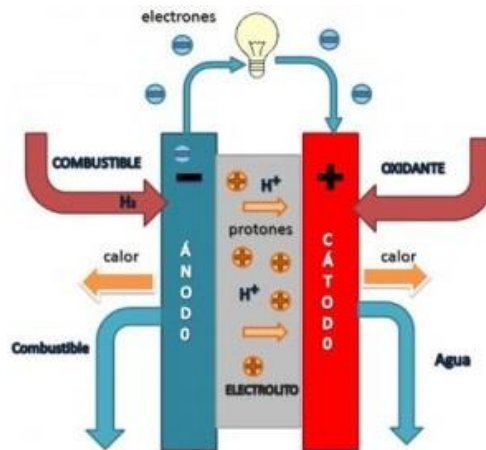


Figura 13: Esquema de una pila de combustible PAFC. [13]

- **Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)**

Las pilas de combustible de membrana de intercambio de protones usan como electrolito un polímero sólido. Son capaces de una rápida respuesta a demandas de potencia variable, haciendo que su aplicación en la industria automovilística sea adecuada.

Se puede usar metanol como combustible. (DMFC) Como emplea un combustible líquido, facilita la mayoría de los problemas relacionados con el transporte y suministro pero tiene una eficiencia inferior, debido a los problemas de la transición del ánodo al cátodo del combustible.

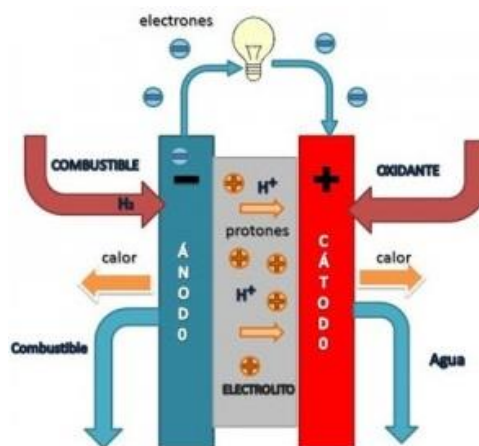


Figura 14: Esquema de una pila de combustible PEMFC. [13]

## 2.7.2. Pilas de combustible de alta temperatura

- Solid Oxid Fuel Cell (SOFC)

Las pilas de óxido sólido emplean como electrolito un componente de cerámica duro y no poroso. Los gases a la salida de la pila se encuentran a alta temperatura, lo que permite el aprovechamiento del calor gracias al movimiento de una turbina externa de gas o vapor.

El resultado es un sistema híbrido, o de cogeneración, que puede llegar a alcanzar una eficiencia energética en torno al 80-90%.

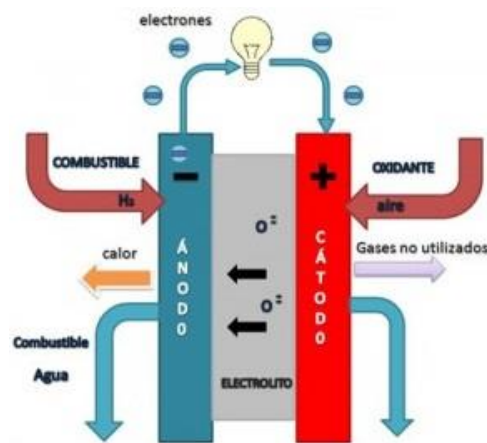


Figura 15: Esquema de una pila de combustible SOFC. [13]

- Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)

Las pilas de carbonato fundido utilizan un electrolito compuesto de una mezcla de sales de carbonato fundidas dispersas en una matriz cerámica porosa.

Usadas en instalaciones de producción de energía medianas o de gran tamaño, donde su alta eficiencia contribuye a ahorrar gran cantidad de energía de la red. Su alta temperatura de operación permite que el combustible se convierta en hidrógeno dentro de la pila mediante un proceso denominado conversión interna, reduciendo costes.

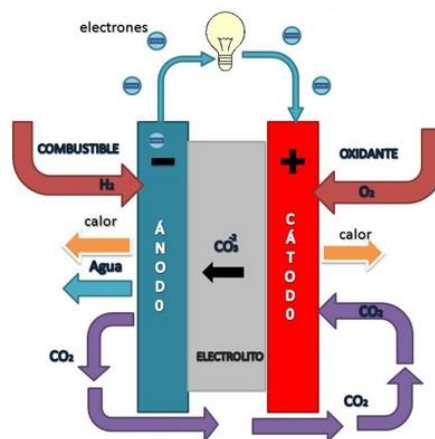


Figura 16: Esquema de una pila de combustible MCFC. [13]

## 2.8. Ventajas y desventajas

### 2.8.1. Ventajas de la pila de combustible

La principal ventaja de la pila de combustible es su alta eficiencia para la producción eléctrica, además cabe destacar la amplia versatilidad en la elección del combustible, con mayor o menor pureza.

Una pila de combustible no puede estar limitada por el ciclo de Carnot porque no es una máquina térmica, sino un dispositivo de conversión energía electroquímica. Además una pila de combustible tiene un rendimiento mayor debido a que la energía química se convierte directamente en energía eléctrica, lo que no ocurre en los sistemas convencionales.

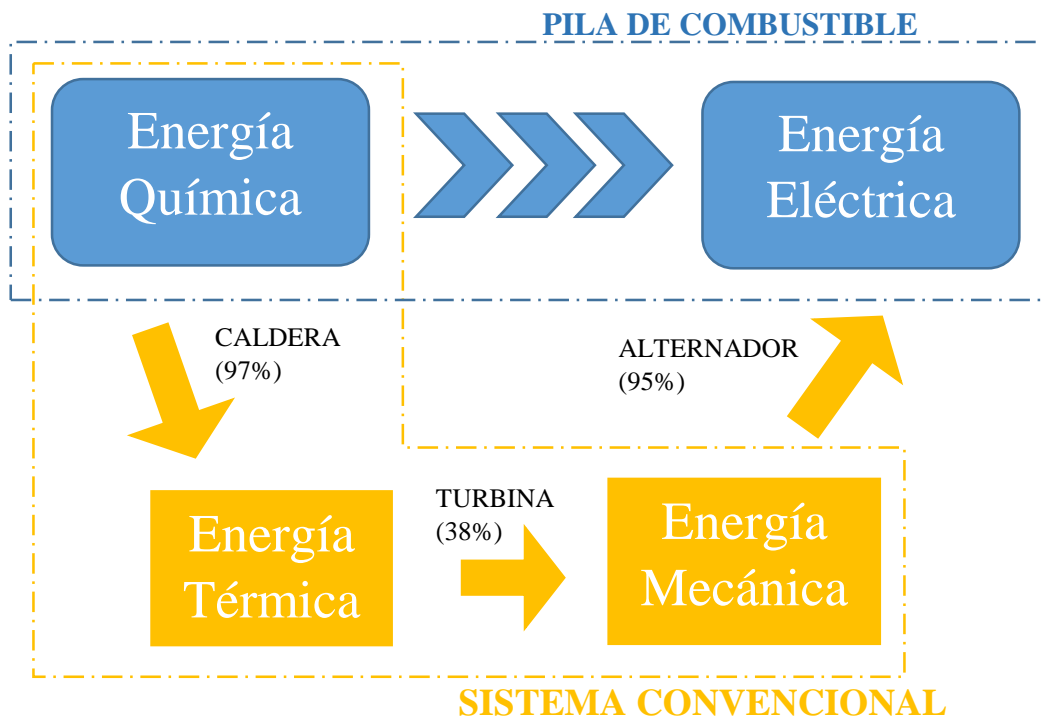


Figura 17: Conversión energética sistema convencional y pila de combustible. [3]

En todas las transformaciones energéticas existen pérdidas ya que las conversiones ideales no ocurren. El rendimiento en una pila de combustible oscilará entre un 45-85% mientras que el rendimiento en un sistema convencional será aproximadamente 35%. El amplio rango de pilas de combustibles se debe a la posibilidad del aprovechamiento del calor sobrante. Una pila de combustible tiene un rendimiento máximo aproximado del 60% debido a las irreversibilidades y las pérdidas de energía, pero el rendimiento podrá alcanzar un 80-85% si el calor es reutilizado y combinado con un sistema de cogeneración.

Las pilas de combustibles tienen un menor impacto ambiental que los sistemas convencionales, con menor emisión de gases nocivos y ruido. La baja emisión de ruidos permite que se puedan colocar en casi cualquier sitio, incluso en zonas urbanas residenciales al contrario que los generadores convencionales. Además las pilas están formadas por celdas por lo que pueden ser diseñadas o fabricadas para cualquier demanda energética y el funcionamiento puede ser continuo siempre y cuando la pila de combustible esté alimentada.

La posibilidad de ser un complemento a las energías renovables, gracias a la posibilidad de almacenar la energía que no tienen las energías renovables.

### **2.8.2. Desventajas de la pila de combustible**

Este sistema no es perfecto y tiene algunos inconvenientes como el coste elevado de producción, especialmente debido a la poca demanda actual y al elevado coste de algunos materiales.

La producción del hidrógeno es complicada, ya que no existen yacimientos de  $H_2$  y es necesario extraerlo de otras materias primas siendo necesario licuarlo, lo que supondrá un coste energético. Otro inconveniente es la dificultad de almacenar el hidrógeno y distribuirlo ya que es bastante costoso.

Las altas temperaturas en algunos procesos provocan una baja vida útil.

### **2.8.3. Conclusión**

Como se puede apreciar las desventajas son menores que las ventajas, y las desventajas podrían resolverse en un futuro a través de la investigación o el desarrollo de nuevas tecnologías o materiales.

	<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<b>SOFC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Alto rendimiento en sistemas de cogeneración.</li> <li>+ Resistentes a la corrosión y a la contaminación por CO.</li> <li>+ Gran variedad de combustibles y catalizadores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Arranque lento</li> <li>- Las altas temperaturas afectan a la duración y al coste de los materiales.</li> </ul>
<b>MCFC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Resistentes a la contaminación por CO y CO<sub>2</sub>.</li> <li>+ Construcción simple.</li> <li>+ No necesitan reformador externo: debido a las altas temperaturas el combustible se convierte en hidrógeno dentro de la propia pila.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Arranque lento.</li> <li>- Corta duración debido a las altas temperaturas y el electrolito corrosivo que deterioran los componentes de la pila.</li> <li>- Baja tolerancia a sulfuros.</li> </ul>
<b>AFC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Alto rendimiento y eficiencia.</li> <li>+ Tensión baja de activación, permitiendo voltajes de activación altos.</li> <li>+ Electrolito económico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sensibles a la contaminación por CO<sub>2</sub>.</li> <li>- Menor duración debido a su susceptibilidad a ese tipo de contaminación.</li> </ul>
<b>PAFC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Menor sensibilidad a la contaminación por CO.</li> <li>+ Alta tolerancia a las impurezas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gran peso, tamaño y precio alto.</li> <li>- Arranque lento</li> <li>- Coste alto del catalizador.</li> </ul>
<b>PEMFC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Rapidez de arranque, debido a su baja temperatura de operación.</li> <li>+ Variación rápida de potencia para cubrir la demanda necesaria.</li> <li>+ Problemas mínimos de corrosión, aumentando su vida útil.</li> <li>+ Poco peso y tamaño pequeño.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Realmente sensibles a la contaminación de CO.</li> <li>- Necesidad de utilizar un reactor para eliminar el CO del combustible.</li> <li>-Exigencia en la pureza del combustible.</li> </ul>

*Tabla 3: Ventajas y desventajas de los distintos tipos de pila de combustible.*

## Fuentes bibliográficas:

- [1] Ecomotriz. *Pila de combustible: tipos, usos y propiedades*. 2011. Fecha de consulta: 26 de Agosto de 2016. <http://www.ecomotriz.com/2011/11/pila-combustible-bateria-alcalina/>
- [2] Fuel Cell HandBook, Seventh Edition, EG&G Technical Services, Inc., 2004
- [3] J. L. Piqué, *El hidrógeno y nuestro futuro energético.*, Barcelona: Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, 2010.
- [4] L. Merino y P. Mosquera, «Hidrógeno y pila de combustible,» *Energías renovables para todos*, 2012.
- [5] Pilas de combustible. *Asociación Española de Pilas de Combustible*. Fecha de consulta: 25 de Agosto de 2016. <http://www.appice.es/app.php>
- [6] Pilas de combustible. *Energías renovables*. Fecha de consulta: 1 de Septiembre de 2016. <http://www.energiasrenovablesinfo.com/hidrogeno/pilas-combustibles-tipos/>
- [7] Pilas de combustible. *Inmaculada Hidalgo García*. Fecha de consulta: 1 de Septiembre de 2016. <https://pilascombustible.wordpress.com/>
- [8] Propulsión alternativas de vehículos. *Producción de gas de síntesis*. Fecha de consulta: 23 de Septiembre de 2016. <http://combustibles-alternativos.weebly.com/gas-de-siacutentesis.html>
- [9] Romero Elu, L. *El futuro de la energía: Hidrógeno y Pilas de combustible*. Fecha de consulta: 26 de Septiembre de 2016. <http://slideplayer.es/slide/3425412/>
- [10] Sánchez Bermúdez, Prof Anxo. (26 de enero de 2012). Pilas de combustible [Archivo de video]. *Disponible en: https://www.youtube.com/watch?v=I6EKAH0b69s*
- [11] Sotavento. Sistema de generación y acumulación de energía en forma de hidrógeno. Fecha de consulta: 15 de Septiembre de 2016. <http://www.sotaventogalicia.com/es/proyectos/sistema-de-produccion-de-hidrogeno-con-eolica>
- [12] Textos científicos. *El hidrógeno (2010)*. Fecha de consulta: 23 de septiembre de 2016. <http://www.textoscientificos.com/quimica/hidrogeno/produccion>
- [13] Wiki2. *Pilas de hidrógeno*. Fecha de consulta: 15 de Septiembre de 2016. [https://es.wiki2.org/wiki/Pila\\_de\\_combustible](https://es.wiki2.org/wiki/Pila_de_combustible)

# 3 PILAS SOFC

---

El desarrollo de las pilas SOFC se remonta hasta finales del s. XIX cuando Nernst fue el primero en descubrir la zirconia ( $ZrO_2$ ) como un conductor de ion de oxígeno. Las pilas de óxidos sólidos, abreviadamente SOFC, fueron desarrolladas por Baur y Preis en los años 30. Las pilas SOFC sufrieron un desarrollo importante, en 1986 se construye el primer generador SOFC con una potencia de 5 kW.

Las principales características de las pilas SOFC es la alta temperatura de operación (800-1000°C) y su electrolito de óxido sólido no poroso. Este tipo de pilas operan con elementos sólidos y gaseosos, ya que tanto el electrolito como los electrodos adheridos (cátodo y ánodo) forman un sistema sólido mientras que las especies reaccionantes (combustible y oxígeno) están en estado gaseoso.

Las altas temperaturas pueden originar problemas relacionados con los materiales que forman las celdas. Por lo que estos materiales deben ser escogidos de manera cuidadosa para que sean estables y compatibles químicamente, con relativa elevada resistencia a los choques térmicos.

Pero estas altas temperaturas de operación tienen ventajas como:

- Permiten suministrar altas densidades de potencia.
- La cinética de las reacciones es muy alta además de que son reacciones muy exotérmicas, lo que permiten su aprovechamiento para cogeneración.
- Al tener los electrolitos una velocidad de reacción alta, permite el uso de metales no preciosos como catalizador, reduciendo el coste del equipo.
- Permiten un reformado interno, de forma que no será necesario el pre tratamiento del reformado fuera de la propia pila.
- Se produce un aumento de la tolerancia a los contaminantes generados en el proceso de reformado, incluso es posible utilizar monóxido de carbono (CO) o gas natural directamente como combustible. Esto es posible gracias, a las temperaturas de operación, ya que estos tipos de compuestos en otras pilas que operan a menor temperatura son muy dañinos para el catalizador.

Aunque estas altas temperaturas también poseen ciertas desventajas como:

- Problemas en el diseño de materiales.
- Restricciones de estabilidad química, conductividad y compatibilidad electroquímica.



Esto ha provocado que se desarrollen pilas con las mismas características pero con una temperatura de operación algo menor. Es decir, no vamos a operar a 1000 °C sino que intentaremos operar a unos 600°C. Este tipo de pilas se denominarán Pilas de Óxido Sólido de Temperatura Intermedia (IT SOFC).

	VENTAJAS	INCONVENIENTES
SOFC	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Permite CO como combustible.</li> <li>- No existen problemas por CO<sub>2</sub> en el cátodo.</li> <li>- Calor utilizable para calentar gases.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Problemas de calentamiento</li> <li>- Dificultad de fabricación de materiales</li> </ul>
ITSOFC	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Componentes cerámicos en electrodos/electrolitos</li> <li>- Uso de compuestos sólidos (no corrosión)</li> <li>- Uso de acero inoxidable</li> <li>- Descenso del coste de materiales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Descenso de la conductividad del ion óxido y por lo tanto del comportamiento de la pila</li> </ul>

Tabla 4: Comparación entre las pilas ITSOFC y las pilas SOFC. [6]

### 3.1. Principio funcionamiento

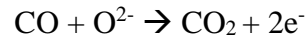
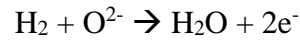
Las condiciones de operación son importantes en el comportamiento de la pila, ya que un aumento de la presión mejorará el comportamiento de la pila, en cambio un aumento pequeño de la temperatura para una determinada pila reducirá el voltaje y el comportamiento también por temas de difusividad. La difusividad térmica es una propiedad específica de cada material que caracteriza la conducción del calor

Como ya se ha comentado anteriormente, se produce el mecanismo electroquímico de reducción-oxidación (redox). Por un lado se produce el proceso de oxidación del combustible liberando electrones que circulan por el circuito externo generando la corriente eléctrica. Y por otro lado, simultáneamente se produce en el cátodo la reducción de oxígeno formando iones de oxígeno. Estos iones pueden viajar a través del electrolito de óxido sólido hasta el ánodo donde se combinan con los protones generando agua.

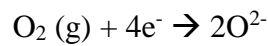
En este tipo de pilas se suele emplear como combustible hidrógeno (H<sub>2</sub>) o hidrocarburos ligeros. Cuando se emplea hidrógeno, se genera agua en la interfase ánodo-electrolito. En cambio sí se emplean hidrocarburos, se produce agua y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) como productos finales.

Las reacciones electrolíticas en el interior de una pila SOFC dependiendo del combustible empleado son:

Ánodo:



Cátodo:



También existen otras pilas SOFC que operan con electrolitos cerámicos por conducción protónica, en este caso los protones generados en la reacción de oxidación al ánodo son transportados por difusión hacia el cátodo donde reaccionan con los iones óxidos generando agua, mientras que los electrones circulan por un circuito externo desde el ánodo hacia el cátodo. Este tipo de pilas presenta la ventaja de no diluir el combustible.

El electrolito, que en este caso es un material cerámico conductor protónico, es el medio de transporte de los protones de un electrodo al otro y sirve de separador entre los reactivos anódicos y catódicos.

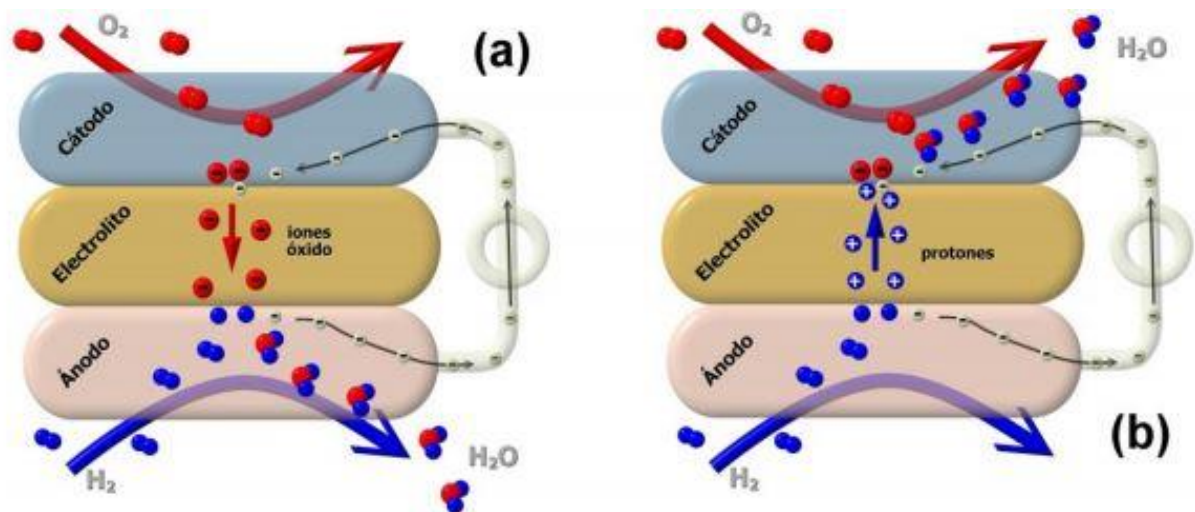


Figura 18: Esquema de una pila de combustible de óxido sólido (SOFC) de conductor iónico (a) y de conductor protónico (b). [4]

## 3.2. Componentes y materiales

Los componentes principales en una pila de combustible de óxido sólido son el cátodo, el ánodo, el electrolito, elementos interconectores y los catalizadores.

### 3.2.1. Electrolito

Un material es adecuado para emplearlo como electrolito si cumple una serie de características:

- Alta conductividad iónica y baja conductividad electrónica.
- Buena estabilidad química entre el cátodo y el ánodo.
- Expansión térmica compatible con todos los elementos de la pila.
- Posibilidad de construcción en finas capas.
- Correcto sellado para prevenir el escape de gases.

El electrolito es un material cerámico cuya función es el transporte de los iones óxidos desde el cátodo al ánodo. Este suele ser de óxido zirconio ( $ZrO_2$ ) con adiciones de itrio o de calcio. Actualmente el más empleado es el electrolito de zirconio dopado a un 8-10% de itrio conocido como YSZ (yttria-stabilised zirconia). El óxido de zirconio sin dopar no es un buen conductor iónico pero con la incorporación de iones tales como  $Y^{3+}$  o  $Ca^{2+}$  permite que el zirconio sea muy estable tanto en oxidación como en reducción.

La ventaja principal de este material es que no presenta conductividad eléctrica, evitando corrientes parásitas en el electrolito. El espesor es muy reducido, lo que permite disminuir las pérdidas óhmicas.

Actualmente se están investigando el uso de materiales que muestran conductividades mayores, son compuesto con perovskitas el más prometedor es el  $LaGaO_3$  dopado con Sr y Mg. Estos materiales están aún en desarrollo y nuevos resultados han revelado que  $LaGaO_3$  químicamente inestable en atmósferas reductoras, por lo que el desarrollo está aún en marcha.

### 3.2.2. Ánodo

En el ánodo se produce la oxidación electroquímica del combustible. Los requisitos que deben cumplir los ánodos son los siguientes:

- Conductividad electrónica alta, en el rango de las temperaturas y las presiones parciales de oxígeno de trabajo, para minimizar las pérdidas óhmicas.
- Es preferible que sea un conductor mixto, que pueda conducir tanto electrones como iones óxido, provocará que haya mayor superficie activa para la oxidación y por lo tanto mayor eficiencia.

- Debe ser refractario, para poder soportar las altas temperaturas de operación durante largos periodos de tiempo.
- El material debe ser poroso para permitir el transporte de las moléculas de combustible.
- Tolerancia al carbón, ya si se emplean hidrocarburos el carbón es uno de los productos intermedios. La aparición controlada de carbón puede ser beneficioso, puede ayudar a mejorar el contacto eléctrico.
- Resistencia a ciertos contaminantes contenidos habitualmente tienen los combustibles.

El material que mejor reúne todas las condiciones requeridas son los compuestos cerámica-metal, también conocidos como cermet con un esqueleto de YSZ. Cuando se emplea este tipo de material, la parte cerámica es el material del electrolito mientras que el metal es empleado para el ánodo, permitiendo una buena relación entre los coeficientes de dilatación térmica entre ambos materiales.

El níquel es el compuesto más empleado, debido a su bajo coste, su alta disponibilidad y principalmente porque cumple todos los requisitos expuestos anteriormente. Se suele emplear el níquel con una concentración entre el 40% y el 60% permitiendo la circulación de los fluidos a través del ánodo. Además, se necesita una porosidad entre 20 y 40% para permitir el transporte de los gases, reactivos y productos.

Aunque los materiales cermets son muy empleados y permiten vidas de servicios muy largas, estos materiales tienen algunos inconvenientes. Los ánodos de níquel tienen tendencia a catalizar la formación del carbono del combustible, siendo muy perjudicial para la pila haciendo que esta se rompa y por otra parte es necesario limitar la concentración de azufre ya que este reacciona con el cermet Ni-YSZ.

A pesar de estos inconvenientes, no se están investigando actualmente otros materiales ya que el YSZ cumple la mayor parte de las características necesarias.

### **3.2.3. Cátodo.**

El cátodo es una estructura porosa que permita que el aire fluya a gran velocidad. En el cátodo se produce la reducción del oxígeno, proceso que consta de varias etapas que ocurre en el seno del material. El uso de conductores iónicos en el cátodo, al igual que en el ánodo, ayuda a mejorar las áreas de reacción disminuyendo las pérdidas por polarización.

- Alta conductividad electrónica e iónica para facilitar la llegada de electrones al lugar de reacción.
- Deben tener actividad catalítica para promover la reducción del oxígeno molecular y generar los iones óxidos.

- El material debe ser poroso con el fin, de permitir la llegada de flujo del oxidante a los sitios activos.

En la actualidad, los materiales más utilizados son las magnetitas de lantano y estroncio  $\text{LaSrMnO}_3$  (LSM) y las magnetitas de lantano y calcio  $\text{LaCaMnO}_3$  (LCM). Estos materiales cumplen los requisitos explicitados previamente. Presentan coeficientes de dilatación cercanos al coeficiente de la zirconia YSZ, material utilizado para el electrolito. Los elevados coeficientes de difusión de ion óxido en este material, hacen que presente buenas prestaciones a altas temperaturas, sin embargo, existen algunos inconvenientes. El LSM presenta una resistencia de polarización elevada a baja temperatura, además de cierta incompatibilidad química con el electrolito normalmente empleado (YSZ) produciendo una reducción del rendimiento tras largos periodos de operación.

#### **3.2.4. Elementos interconectores.**

Los interconectores se encargan de conectar el ánodo de una celda con el cátodo de la siguiente y de separar los flujos de gases entre celdas adyacentes. Deben de cumplir una serie de características:

- Debe ser impermeable al paso de las corrientes gaseosas tanto del aire como del combustible, para evitar la mezcla de ambos.
- Estable químicamente y dimensionalmente en atmósferas oxidantes y reductoras.
- Conductividad iónica alta y electrónica baja.
- Coeficiente de expansión similar al resto de los componentes de la celda para evitar roturas por estrés.

Estas condiciones tan restrictivas hacen que el número de posibles candidatos para operar en estas condiciones sea bastante reducido. Se ha empleado en algunas ocasiones aleaciones de cromo pero se ha demostrado que no es una buena elección porque el cromo puede evaporarse y se deposita sobre el cátodo reduciendo su vida. Se suele emplear óxidos cerámicos de tipo perovskita para operaciones de alta temperatura o materiales derivados de la cromita de lantano ( $\text{LaCrO}_3$ ), aunque si consiguiéramos reducir la temperatura de operación a unos  $700\text{ }^\circ\text{C}$  se podría emplear aceros inoxidable como elementos interconectores lo que reduciría los costes de fabricación.

Actualmente, se está investigando sobre el uso del láser para la interconexión, que consiste en un láser de  $\text{CO}_2$  que derrite un vidrio. Esto mejoraría la resistencia al estrés térmico, mejorando la adhesión entre los elementos y reduciendo costes de fabricación.

### 3.3. Diseño de las pilas SOFC

Las pilas SOFC carecen de componentes líquidos, además el uso de un electrolito sólido facilita el diseño ya que se pueden fabricar distintas configuraciones geométricas mejorando su compacidad y su comportamiento. Las dos configuraciones más usadas son la plana y la tubular.

#### 3.3.1. Configuración plana

Esta configuración consiste en apilar placas de electrodos y electrolitos, los flujos de oxidante y de combustible pasan por encima y por debajo del apilamiento.

Presenta la ventaja que la conexión en serie entre las celdas es de manera interna en la pila, produciendo unas menores pérdidas de carga que la configuración tubular. También es más fácil su apilamiento, que tiene forma cúbica.

La principal desventaja se debe a la elevada complejidad del sellado del gas por compresión de los elementos que forman la celda de combustible, lo que suele provocar una degradación de las superficies de contacto.

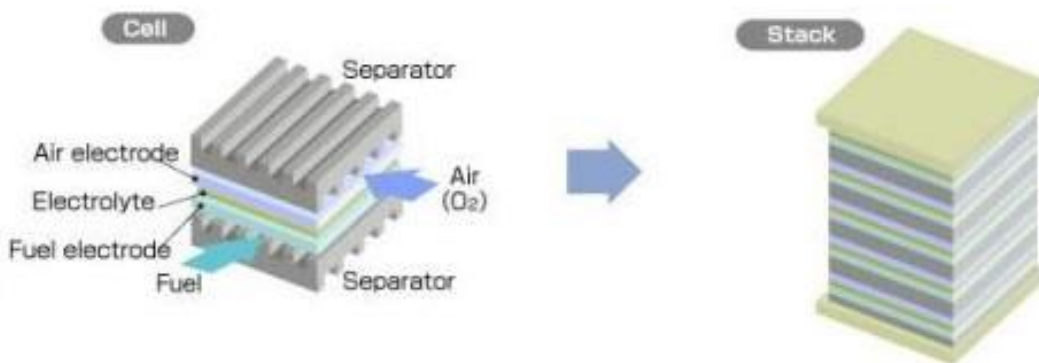


Figura 19: Configuración plana. [4]

#### 3.3.2. Configuración tubular

La configuración planteada originariamente era plana, pero los problemas de sellado del gas entre las finas láminas motivó el desarrollo de un modelo tubular. En esta configuración las superficies de contacto del oxidante y del combustible son las superficies internas y externas. Esta estructura presenta como desventaja que la conexión en serie entre las celdas es externa, lo que provoca unas pérdidas mayores que la configuración plana.

Este tipo de sistemas están compuestos por dos cilindros huecos cuyas paredes están formadas por los dos electrodos con el electrolito entre ellos. Esto garantiza la estanqueidad de los conductos por donde circula el gas.

El apilamiento de este tipo de pilas tiene una mayor dificultad a la hora de la instalación y ocupan un volumen mayor. En cada extremo de estos agrupamientos se disponen unas placas o bandejas metálicas que actúan de colectores que recogen la corriente generada por los tubos. En cada extremo de estos agrupamientos se disponen unas placas o bandejas metálicas que actúan de colectores que recogen la corriente generada por los tubos.

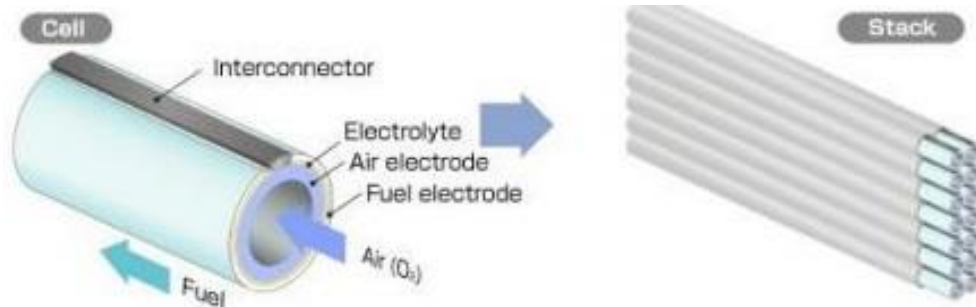


Figura 20: Configuración tubular. [4]

### 3.4. Aplicaciones de las pilas SOFC

Los posibles usos de las pilas de combustibles se pueden clasificar en tres grandes categorías:

- Sistemas de generación de energía para transportes y vehículos.
- Sistemas de generación de energía en sistemas estacionarios y de cogeneración.
- Sistemas de generación para aplicaciones no permanentes o aparatos portátiles.

Las pilas de combustible de óxido sólido son cada vez más utilizadas en sistemas estacionarios.

#### 3.4.1. Transporte terrestre

Debido a su alta temperatura de operación, este tipo de pilas aún no se utiliza en los vehículos. Sin embargo, no se descarta su uso. En 2003, BMW y Delphi anunciaron el desarrollo de un programa para incorporar las pilas de alta temperatura a los vehículos. Aunque para este tipo de aplicaciones, las pilas tipo PEMFC cumplen mejor los requisitos.

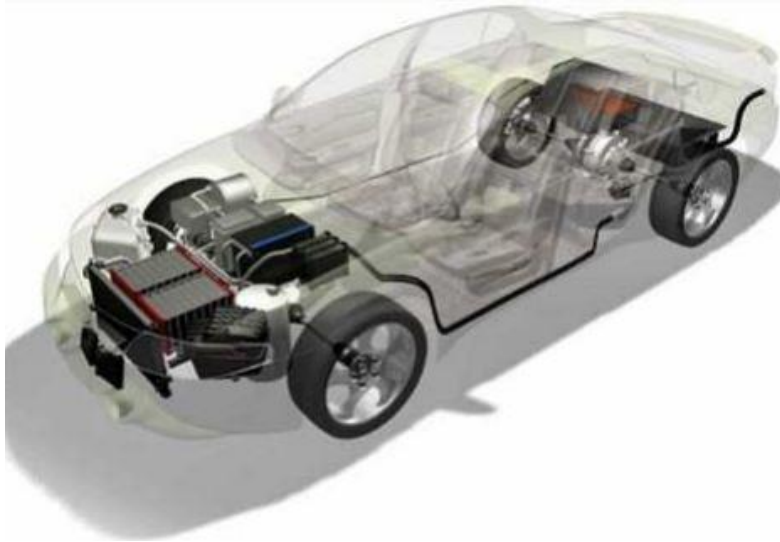


Figura 21: Prototipo del automóvil de Delphi. [5]

### 3.4.2. Sistemas estacionarios.

Para estas aplicaciones, este tipo de pilas son ideales, debido a que se necesitan altas temperaturas de calentamiento. En general, se observa que las pilas de combustible compiten bastante bien con las tecnologías de máquina Diésel y turbina a gas para aplicaciones comerciales a gran escala y con turbinas a gas para aplicaciones industriales.

Las pilas que operan a alta temperatura son cada vez más utilizadas, ya que tienen la ventaja que pueden tolerar ciertos gases contaminantes, además tienen la posibilidad de aprovechar el calor emitido mediante turbinas. Para este tipo de pilas los sistemas de turbinas de ciclo combinado de gas o vapor, la eficiencia eléctrica puede llegar a alcanzar valores entorno al 80%.

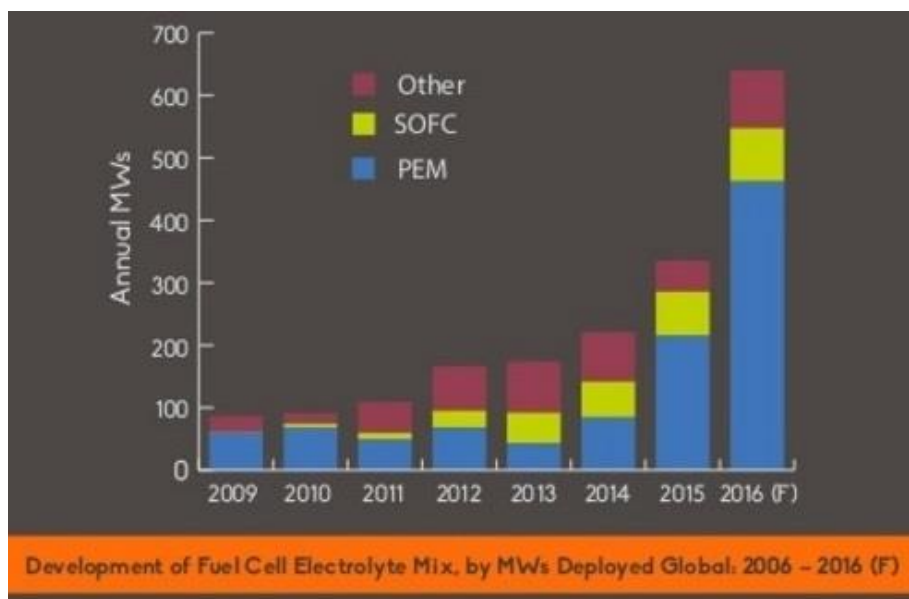


Figura 22: Desarrollo de la potencia total para los diferentes tipos de pila. [1]



Las pilas de combustible de óxido sólido se utilizan principalmente para sistemas estacionarios y son cada vez más utilizados. Permitiendo la construcción, entre otros, de sistemas de cogeneración para proveer de electricidad fábricas o aparatos fijos. Las centrales eléctricas pueden llegar a alcanzar potencias de MW, como las desarrolladas por Siemens Westinghouse.

#### **3.4.3. Sistemas portátiles.**

Las pilas del tipo SOFC han mostrado cierto interés para ciertas aplicaciones móviles como pueden ser los sensores de hidrógeno. Para la implantación de dispositivos portátiles empleando pilas de combustible se requiere aún de mayores progresos particularmente en el almacenaje del combustible, reducción de costos y una mayor demostración de estos sistemas.

### **Fuentes bibliográficas:**

- [1] «4th Energy Wave Fuel Cell and Hydrogen Annual Review,» 2016
- [2] «Handbook of Fuel Cells - Fundamentals, Technology and Applications.,» de *Volumen 1: Fundamentals and Survey of Systems*, 2003, pp. 335-353.
- [3] J. Marrero Jerez, «"Síntesis y caracterización de materiales basados en ceria",» Universidad de La Laguna (Tenerife)., Trabajo Fin de Grado. 2015.
- [4] J. Sarrassat, "Efecto de la temperatura en los electrolitos de YSZ obtenidos por proyección térmica para las pilas de combustible de óxido sólido", Universidad Politécnica de Barcelona, Trabajo Fin de Carrera, 2015.
- [5] O. Cruz Reina y D. Jiménez Ferreiro, "Efecto de los tratamientos térmicos en la circona utilizada como electrolito en las pilas de combustible de óxido sólido", Universidad Politécnica de Barcelona, Trabajo Fin de Carrera, 2010
- [6] PoliMedia UPV, «Universitat Politècnica de València (UPV),» Disponible en: <https://www.upv.es/>.

# 4 CICLOS COMBINADOS

Una central de ciclo combinado es una planta que produce energía eléctrica con un generador accionado por una turbina de combustión, que utiliza como combustible generalmente gas natural. Los gases de escape de la combustión son aprovechados para calentar agua en una caldera de recuperación que produce vapor aprovechable para accionar la segunda turbina. Esta segunda turbina, de vapor, puede accionar el mismo generador que la de gas u otro distinto.

## 4.1. Funcionamiento de una central de ciclo combinado

En primer lugar, el aire que actúa como gas comburente, entra en el compresor donde aumenta su presión y temperatura. A continuación, el combustible se quema en la cámara de combustión a presión constante. Los gases entran a la turbina a altas temperaturas donde se expanden hasta la presión atmosférica y su energía calorífica se transforma en energía mecánica, transmitiéndolo al eje. Por último, los gases de escape son expulsados y son llevados a una caldera de recuperación para producir vapor, a partir de este momento tendremos un ciclo agua-vapor convencional.

A la salida de la turbina el vapor se condensa, transformándolo nuevamente en agua y vuelve nuevamente a la caldera para comenzar un nuevo ciclo de producción de vapor.

Actualmente la tendencia es acoplar la turbina de gas y la turbina de vapor a un mismo eje, de manera que accionan de forma conjunta un mismo generador eléctrico.

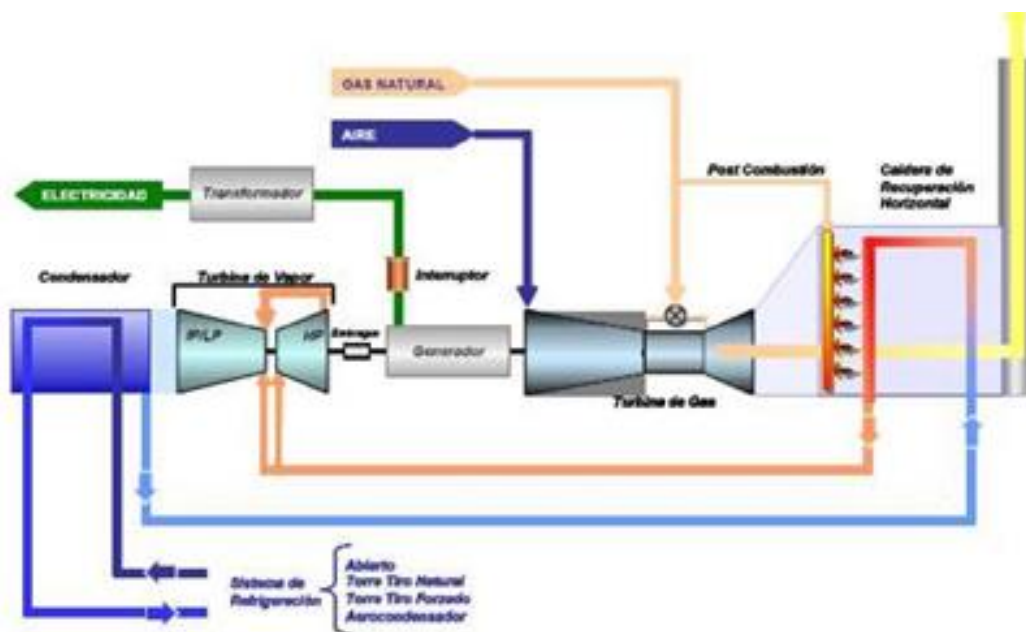


Figura 23: Central de ciclo combinado de eje simple [4].

Pero también pueden construirse plantas de eje múltiple, en las que turbina de gas y de vapor no están unidas por el mismo eje, y cada una acciona un generador distinto. En este caso se necesitará dos generadores. El esquema de funcionamiento es el siguiente:

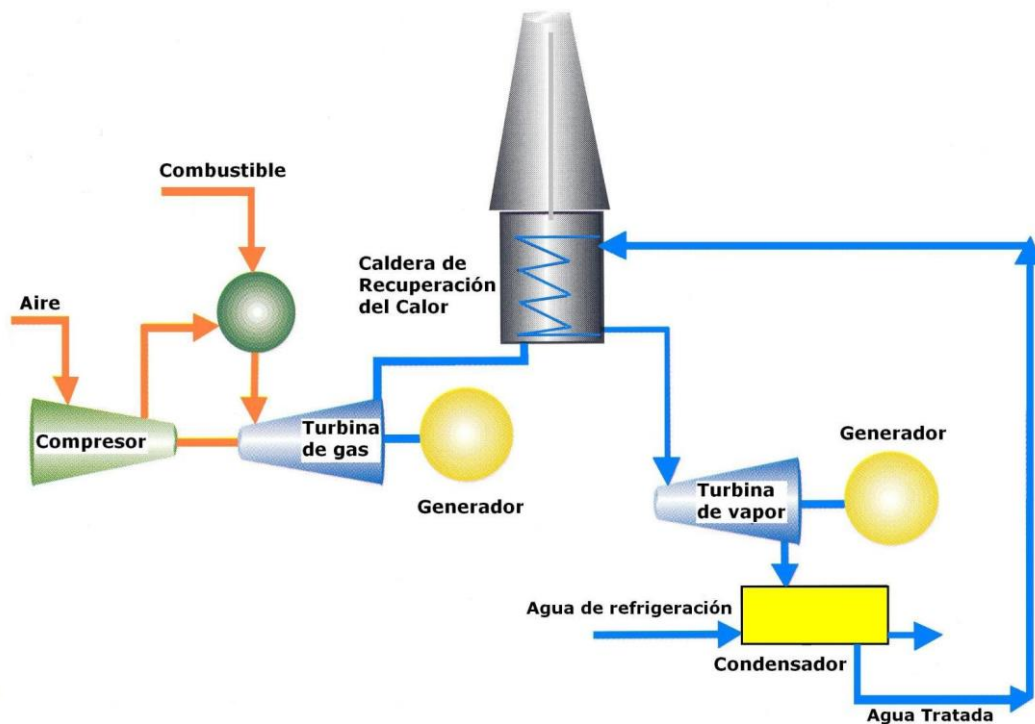


Figura 24: Central de ciclo combinado de eje múltiple [4].

Ambas configuraciones tienen sus ventajas:

VENTAJAS DE CONFIGURACION DE EJE SIMPLE	VENTAJAS DE CONFIGURACION DE EJE MULTIPLE
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Menor coste de obra e inversión.</li> <li>- Menor espacio requerido.</li> <li>- El generador proporciona un mayor equilibrio a todo el conjunto.</li> <li>- Menor coste de ingeniería ya que suelen estar prediseñadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Posibilidad de funcionamiento con sólo la turbina de gas.</li> <li>- Mayor disponibilidad de la turbina de gas, al poder operar en caso de avería la turbina de vapor.</li> <li>- Admite condensador.</li> <li>- Puede suministrar energía eléctrica con dos tensiones.</li> </ul>

Tabla 5: Ventajas de configuración de eje simple frente a eje múltiple [2].

Por último, también es habitual la combinación 2x1 cuya composición consiste en dos turbinas de gas y cada una de ellas con su correspondiente caldera de recuperación, y una sola turbina de vapor, que recibe el vapor de ambas calderas. En este caso cada turbina tiene su propio generador (tres en total)

## 4.2. Equipos fundamentales

Simplificaremos una central de ciclo combinado como una caja negra donde tendrá una serie de corrientes de entrada y otra de corrientes de salida. Las corrientes se podrán diferenciar entre principales y auxiliares, las principales serán aquellas que intervienen sobre el proceso.

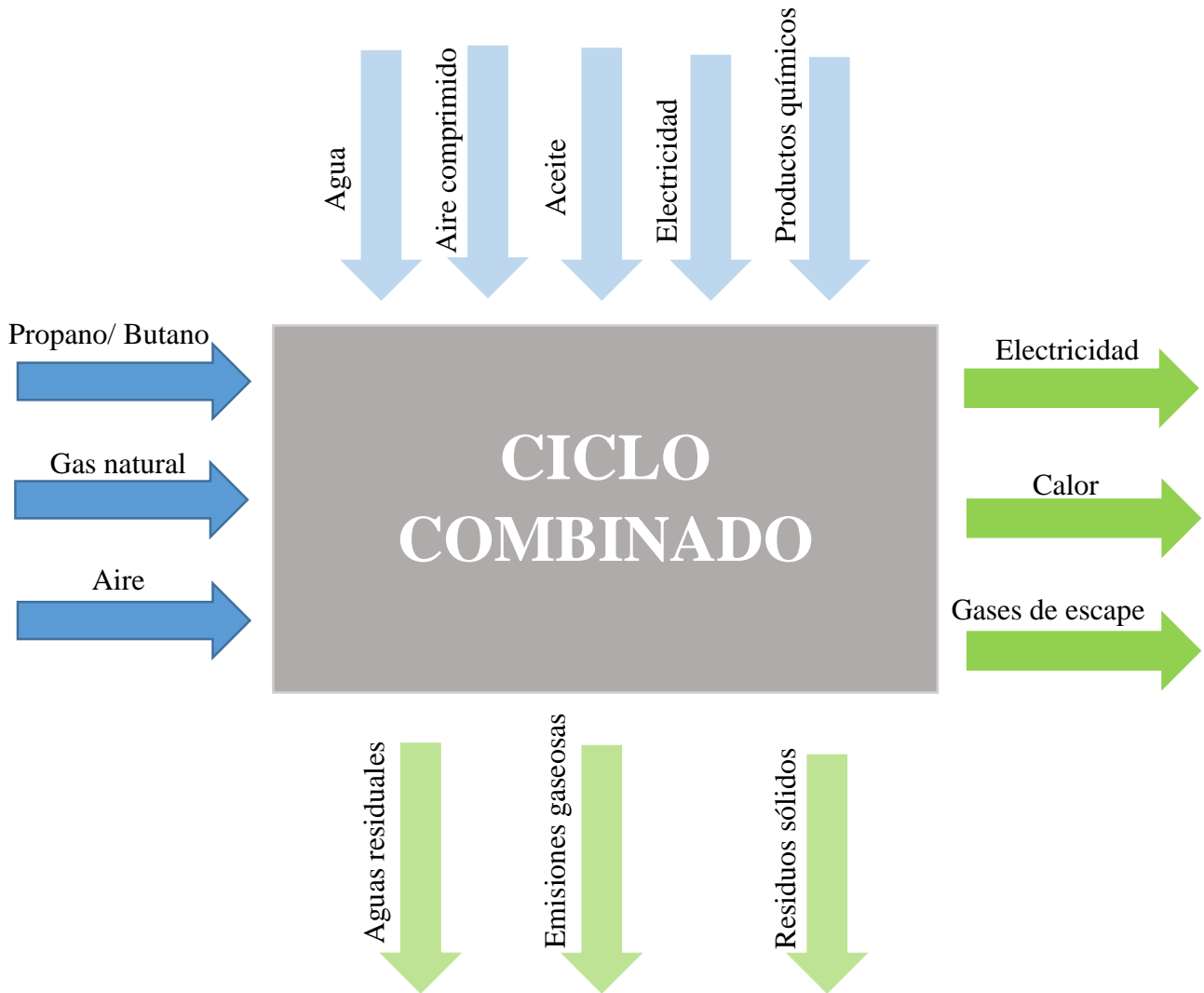


Figura 25: Diagrama de bloques de entradas y salidas de la planta de ciclo combinado [4].

En las corrientes de entrada podemos distinguir:

- Como corrientes de entrada principales tenemos:
  - Propano/Butano, combustible usado habitualmente durante los arranques por su gran poder calorífico.
  - Gas natural, combustible usado en la turbina de gas.
  - Aire, proporciona el oxígeno necesario para la combustión.

- Como corrientes de entradas auxiliares tenemos:
  - Agua, usada tanto para la refrigeración como para la caldera.
  - Productos químicos, para el tratamiento de aguas.
  - Electricidad, usada para los periodos de arranque y para la alimentación de equipos auxiliares.
  - Aire comprimido, usado en instrumentación.
  - Aceite, empleado para lubricar y refrigerar equipos.

En las corrientes de salida podemos distinguir:

- Como corrientes de salida principales tenemos:
  - Electricidad, cuya producción es el objetivo de la central.
  - Calor, generado en el proceso térmico.
  - Gases de escape y vapores.
- Como corrientes de salidas auxiliares tenemos:
  - Aguas residuales.
  - Emisiones gaseosas.
  - Residuos sólidos.

Después de determinar las diferentes corrientes, pasamos a ver ahora los distintos equipos de la central.

#### **4.2.1. Turbina de gas.**

En donde se realiza la combustión del gas en presencia de aire. Los gases generados en la combustión realizada a alta temperatura pasan a gran velocidad a través de la turbina, haciendo girarla y generando una energía mecánica en el eje de la turbina. Los gases de escape calientes son aprovechados en la caldera recuperadora de calor.

#### **4.2.2 Caldera recuperadora de calor.**

La entrada principal en este equipo serán los gases calientes procedentes de la turbina de gas. En la caldera se aprovecha el calor contenido en los gases para producir vapor. Normalmente, suele haber distintos niveles de presión en la caldera. El vapor se suele clasificar atendiendo a su presión: vapor de alta presión ( $\approx 120$  bares), vapor de media presión ( $\approx 25$  bares) y vapor de alta presión ( $\approx 4$  bares).

El vapor producido se envía a los diferentes cuerpos de la turbina de vapor.

#### **4.2.3 Turbina de vapor.**

Esta turbina recibe el vapor generado a diferentes presiones en la caldera de recuperación. Suele estar dividida en etapas: turbina de alta presión, turbina de media y turbina de baja.

En cada una de ellas el vapor recibido se encuentra en unas condiciones. Con esta división se consigue un mayor aprovechamiento del vapor y evita problemas provocados por la condensación en las últimas etapas de la turbina.

#### **4.2.4 Generador.**

El generador es el encargado de transformar la energía mecánica de rotación transmitida al eje por las turbinas en energía eléctrica. Esta transmisión de energía mecánica, procedente de las turbinas de gas y vapor se puede realizar en uno o varios ejes de potencia.

#### **4.2.5 Sistemas auxiliares.**

Como los sistemas de refrigeración, ya que parte de la energía térmica no es aprovechada y tiene que liberar parte de calor antes de ser evacuada al medio ambiente. Otros sistemas como los de tratamientos de agua, de control y el sistema de alimentación de combustible.

### **4.3. Ventajas y desventajas**

Las principales ventajas de una central de ciclo combinado son:

- Flexibilidad, ya que la central puede operar a plena carga o carga parcial (hasta un mínimo del 45% aproximadamente).
- El ciclo combinado proporciona mayor eficiencia por un margen más amplio de potencias.
- Sus emisiones son menores que las centrales convencionales.
- Los costes de inversión son bajos y tienen menor superficie por MW instalado que las centrales convencionales.
- Ahorro energético en forma de combustible
- Bajo consumo de agua de refrigeración.

En el caso de una central de ciclo combinado, no todo son ventajas ya que emite una serie de gases a la atmósfera que aunque estén vigilados según cada norma del país provoca ciertos impactos.

Cada vez se va tomando más conciencia del impacto medio ambiental que provoca una actividad y aunque en algunos países todavía no sea obligatorio, en la mayoría si lo es. Un Estudio de Impacto Ambiental se define como *“el conjunto de estudios y sistemas técnicos que permiten estimar los efectos que la ejecución de un determinado plan, programa, proyecto, obra o actividad causa sobre el medio ambiente”*.

En una central se generan también líquidos que provienen del circuito de refrigeración y de los distintos procesos que se llevan a cabo. También otros residuos tóxicos y peligrosos como pueden ser: aceites usados o envases de productos químicos

El ruido es un aspecto medioambiental cuya importancia ha ido aumentando en los últimos años. Es difícil definir el ruido con precisión.

#### 4.4. Centrales de ciclos combinados en España

El último informe elaborado por la CNMC sobre la planificación de la red de transporte eléctrico 2015-2020, el regulador propone cerrar plantas de ciclo combinado no solo por exceso de potencia que existe en España, sino porque muchas de ellas no han funcionado al 10% de su capacidad en todo 2014 y serán innecesarias ante la previsión de un escaso crecimiento de la demanda.

Red Eléctrica publicó un informe donde confirmaba este hecho “sobran unos 6000 MW de potencia instalada en España” en este informe proponía dos opciones el cierre de diez ciclos combinados o su hibernación.

Otro motivo de ir cerrando este tipo de centrales es el alto nivel de ruido que genera este tipo de instalaciones.

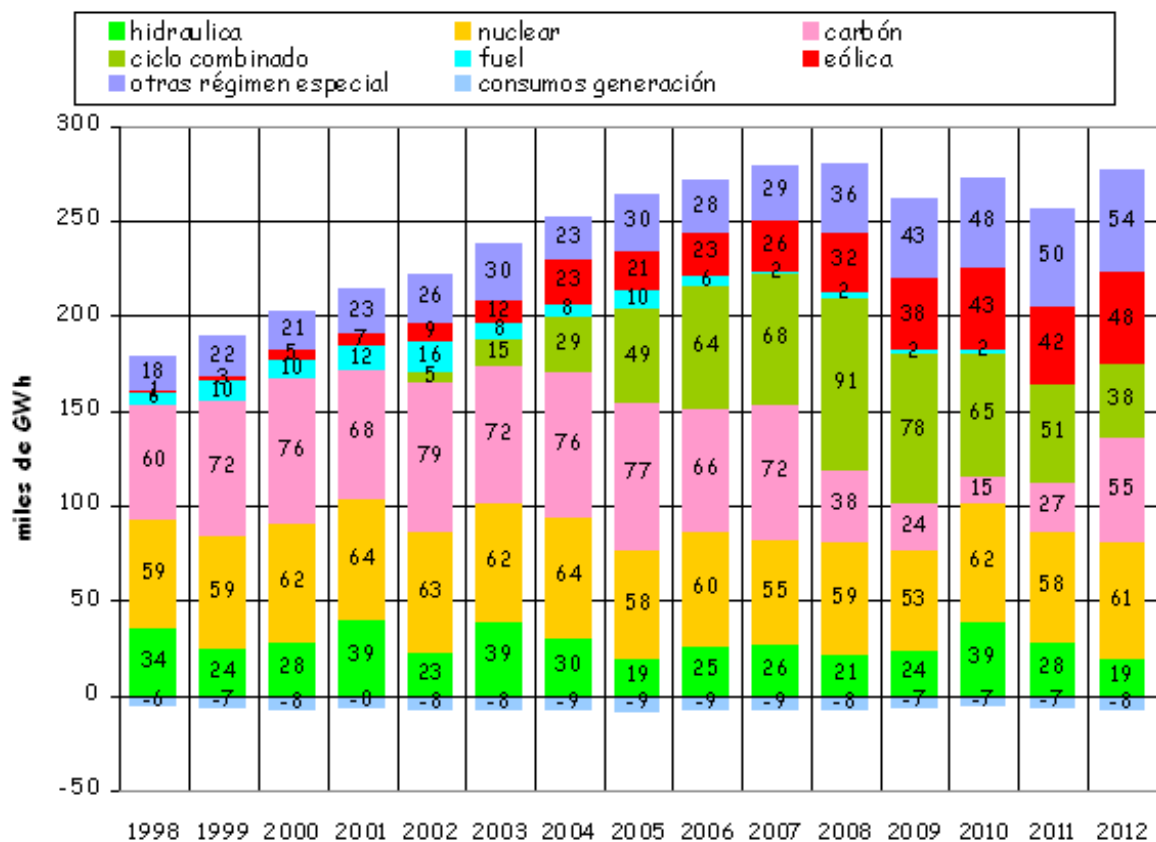


Figura 26: Generación neta de energía eléctrica peninsular [1].

Como se puede apreciar desde 2002 hasta 2011 se instalaron 67 ciclos, que albergan una capacidad de producción igual a 25,35 GW. Pero esta generación de energía ha caído en torno a un 72% en los últimos años.



### **Fuentes bibliográficas:**

[1] Cambio climático, energía. *S.Sánchez Rabat*. Fecha de consulta: 15 de Noviembre de 2016. <http://cambioclimaticoenergia.blogspot.com.es/2013/01/produccion-y-consumo-de-energia.html>

[2] Centrales Térmicas de Ciclo Combinado. Disponible en: <http://www.cicloscombinados.com/>

[3] El periódico de la energía. *Eléctricas*. Fecha de consulta: 15 de Noviembre de 2016. <http://elperiodicodelaenergia.com/ciclos-combinados-en-espana-o-como-desperdiciar-13-100-millones/>

[4] García Garrido, Santiago. *Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado*. Ediciones Díaz de Santos. 2012.

# 5 INTEGRACIÓN ENERGÉTICA DE LAS PILAS SOFC EN LOS CICLOS COMBINADOS

Existen una amplia variedad de configuraciones para formar un sistema híbrido con una pila de combustible, pero el sistema con mayor posibilidad de desarrollo es el formado por una turbina de gas y una pila de combustible, ya que la recuperación de energía de los gases de escape mediante una turbina de vapor supone un gran aumento de la complejidad de la planta.

De acuerdo con el objetivo del proyecto, se estudiará la integración del sistema híbrido formado por una pila de combustible de óxido sólido (SOFC) y una turbina de gas. Este tipo de pilas de combustible trabajan a alta temperatura generando una corriente de humos de escape calientes que permite aprovechar el calor mediante la cogeneración.

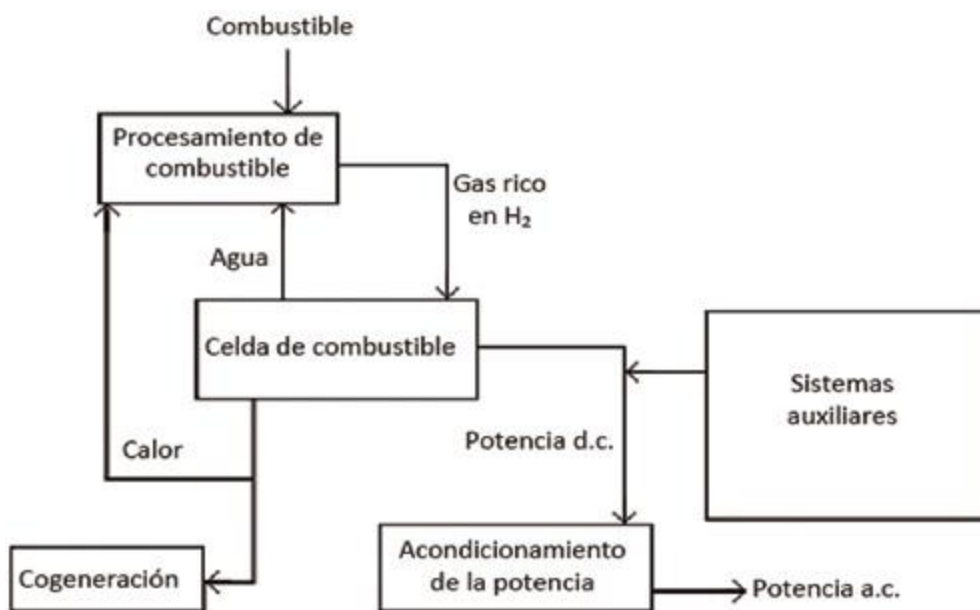


Figura 27: Esquema planta de cogeneración con sistema de pila de combustible. [1]

La cogeneración es la producción simultánea de energía eléctrica y de energía térmica aprovechable a partir de una misma fuente de energía primaria.

La pila de combustible mediante las reacciones electroquímicas que suceden dentro de ella, genera una potencia en corriente continua, además los gases de salida de la pila de combustible están compuestos por vapor de agua y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) los cuales se encuentran en condiciones óptimas para entrar en la turbina y generar una potencia pero en este caso, en corriente alterna.

## 5.1. Ventajas de la integración

- Resuelven algunos problemas que presentan las turbinas de gas, como puede ser la baja eficiencia y las emisiones de gases contaminantes provocadas por el quemador, el cual es sustituido por la pila de combustible que no emite gases nocivos.
- La oxidación del combustible se realiza mediante reacción electroquímica, que es un proceso más eficiente que el de combustión convencional. En una planta convencional se destruye solo el 50% de la exergía contenida en el combustible.
- El proceso de oxidación del combustible se realiza prácticamente a una temperatura constante, que permitirá que el rendimiento aumente para una temperatura de entrada a la turbina determinada.
- En el proceso la energía térmica no sólo aporta calor a las corrientes de gases que circulan por el interior de las pilas sino que genera energía eléctrica. Esta energía térmica aprovechada para generar más energía eléctrica puede llegar en algunos casos a ser del orden del 50-60% de la total generada por el sistema.
- Disminución del consumo de energía primaria, provocado por el aumento del rendimiento del sistema híbrido que pueden llegar a alcanzar el 60% a medio plazo y próximos al 70% a largo plazo, este rendimiento será mayor que cada sistema por separado.

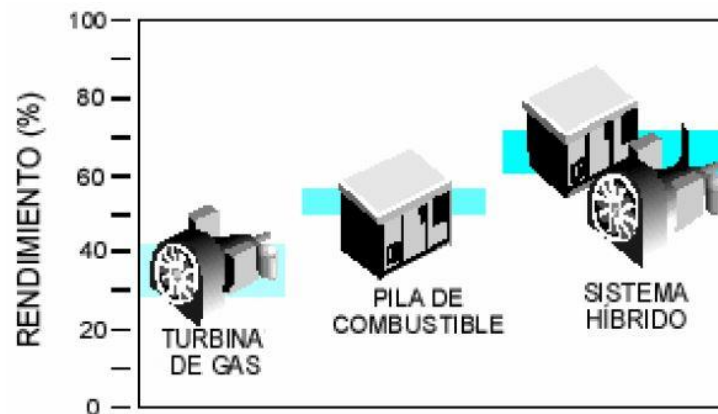


Figura 28: Comparación de los rendimientos. [1]

## 5.2. Modos de integración

### 5.2.1. Integración directa

El sistema de integración directa está compuesto por una pila de combustible, una turbina de gas y dos intercambiadores de calor. Ambos intercambiadores precalentarán el aire y el combustible de entrada a la pila aprovechando el calor contenido en los gases de escape de la turbina.

El aire de entrada es comprimido, seguidamente es precalentado antes de entrar a la pila de combustible donde se obtiene energía eléctrica, además los gases que salen de ella se utilizarán para generar trabajo en las turbinas.

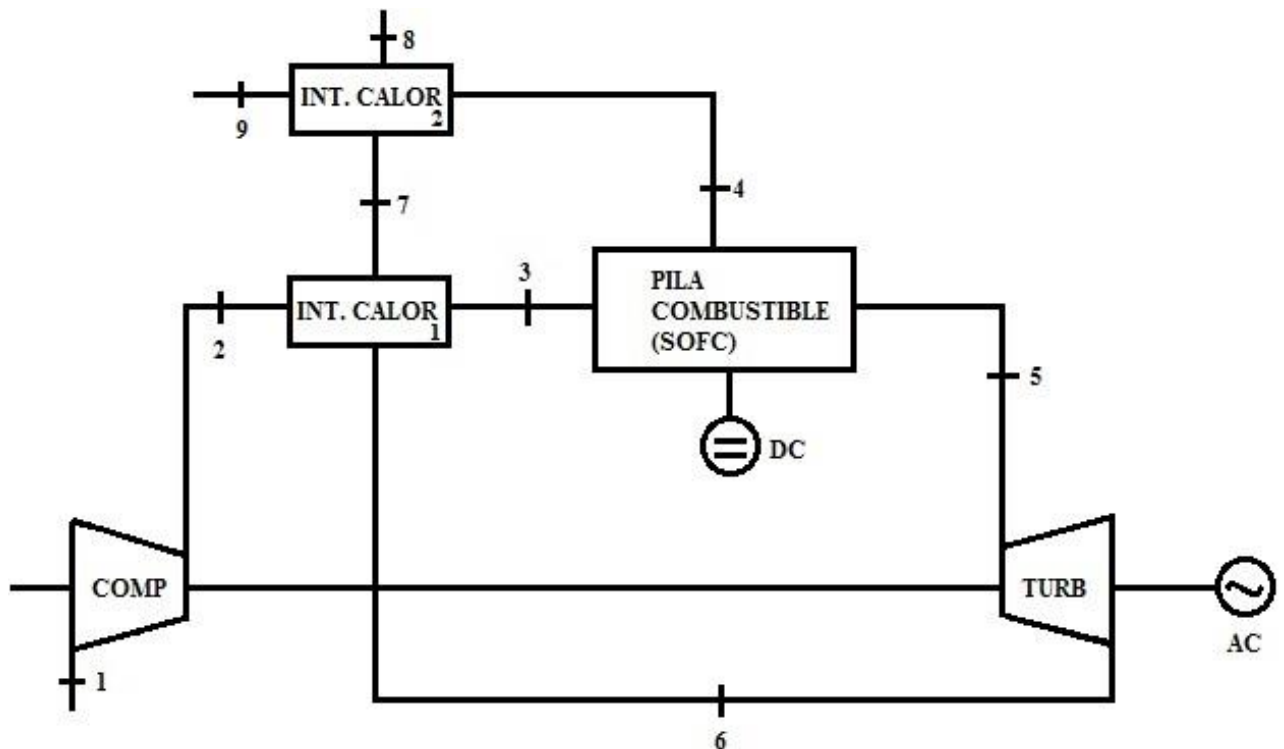


Figura 29: Esquema de integración directa. [2]

INT.CALOR 1: precalentador de aire.

INT.CALOR 2: precalentador de combustible.

COMP: compresor.

TURB: turbina.

DC: corriente continua.

AC: corriente alterna.

1: corriente entrada de aire.

2: corriente de aire comprimido.

3: corriente de aire precalentado.

- 4: corriente de gases de escape de la turbina.
- 5: corriente de gases de salida de la pila.
- 6: corriente de gases de escape de la turbina.
- 7: corriente de salida del precalentador del aire.
- 8: corriente de gases de salida del sistema.
- 9: corriente entrada del combustible.

### 5.2.2. Integración indirecta

El sistema de integración directa está compuesto por los mismos componentes que la integración directa: una pila de combustible, una turbina de gas y dos intercambiadores de calor. En este caso, los intercambiadores tendrán la función de precalentar el aire de entrada a la pila y el aire de entrada a la turbina.

El primer precalentador (INT CALOR 2) intercambiará calor entre el aire de entrada a la pila y los gases de salida de la turbina y el segundo precalentador (INT CALOR 1) con el aire de entrada a la turbina y los gases de escape de la pila de combustible.

En este caso la transferencia de calor se hace de manera indirecta, es decir, los fluidos no se mezclan como ocurría en la integración directa. En esta integración el combustible entra directamente a la pila de combustible.

Si se quisiera precalentar se debería añadir un tercer intercambiador de calor, para que los gases de salida de la pila transfirieran calor al combustible de entrada. Aunque se obtendría más energía producida el sobre coste es mayor, por lo que no compensaría.

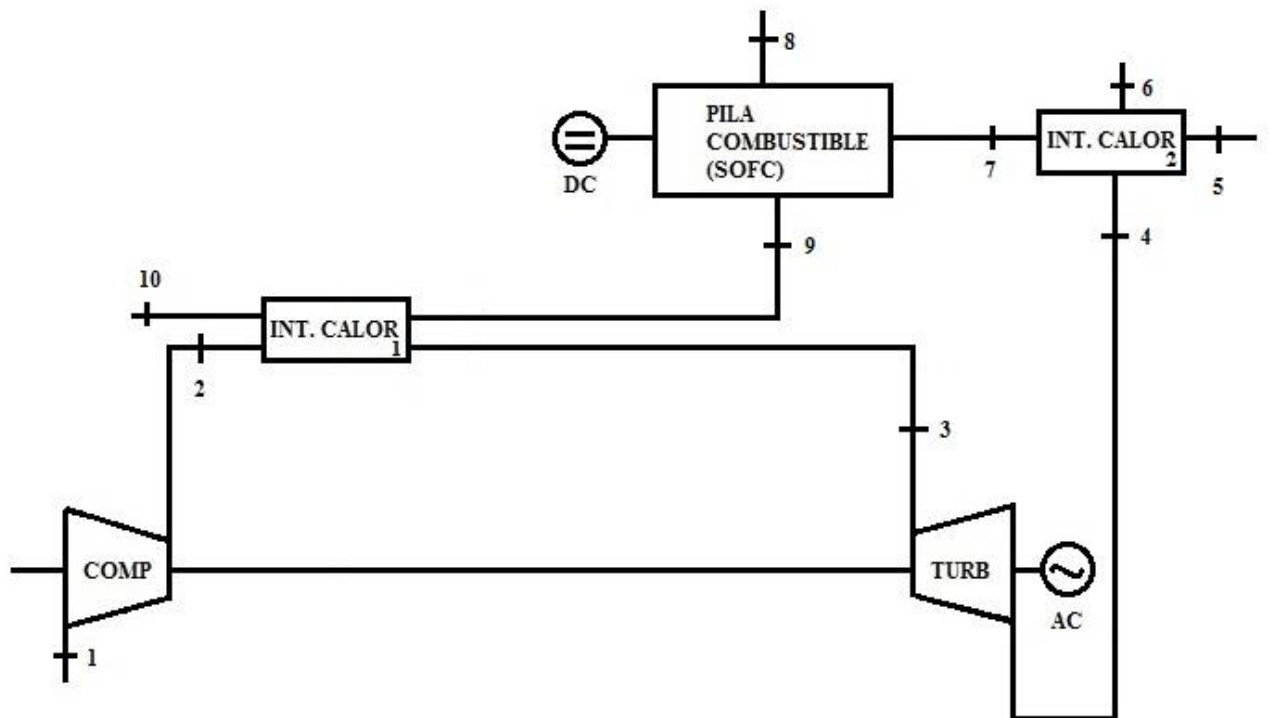


Figura 30: Esquema de integración indirecta. [2]

INT.CALOR 1: precalentador del aire de entrada a la turbina

INT.CALOR 2: precalentador del aire de entrada a la pila

COMP: compresor.

TURB: turbina.

DC: corriente continua.

AC: corriente alterna.

1: corriente de aire de entrada al compresor.

2: corriente de aire comprimido.

3: corriente de aire precalentado a turbina.

4: corriente de gases de escape de la turbina.

5: corriente de aire de entrada a la pila

6: corriente de salida del precalentador de aire de la pila (INT. CALOR 2)

7: corriente de aire precalentado a la pila

8: corriente de entrada de combustible

9: corriente de gases de salida de la pila

10: corriente de gases de salida del precalentador de aire de la turbina (INT CALOR 1)

La diferencia fundamental entre ambos modelos de integración es la presión a la que se encuentra la pila de combustible. En la integración directa, la pila está presurizada, formando parte del sistema compresor-turbina, por lo que el aire de entrada a la pila de combustible está a una presión mayor a la atmosférica, en cambio, en la integración indirecta el aire de entrada a la pila de combustible se encuentra a presión atmosférica. Esto provoca que la potencia específica en la integración directa sea mayor y el rendimiento también sea mayor que en la integración indirecta

Otro aspecto importante es la relación de compresión del sistema, en la integración directa un aumento de esta provocará un aumento de la presión del aire de entrada, y con ello, un aumento de la potencia. En cambio, en la integración indirecta, un aumento de la relación de compresión no provocará ningún efecto sobre la pila ni la potencia, ya que no está ligada al sistema compresor-turbina. Aunque este aumento, en ambas integraciones va a provocar un aumento en la potencia suministrada por la turbina de gas.

**Fuentes bibliográficas:**

- [1] Criado Gonzalez, M. «Plantas de cogeneración de electricidad mediante CELDAS DE COMBUSTIBLE,» *Prototipos. Universidad de Salamanca*, Curso 2010-2011.
- [2] Segura Torres, I. "Desarrollo de un modelo estacionario y a carga variable de un sistema híbrido pila de combustible-turbina de gas", *Universidad de Sevilla, Proyecto Fin de Carrera*.2008.

# 6 CASO PRÁCTICO

## 6.1. Modelo turbina de gas

Una turbina de gas es una máquina térmica generadora que transforma la energía química contenida en un combustible en energía mecánica, esta será transmitida a un eje el cual contará con un generador para transformar esta energía mecánica en electricidad. Tiene un amplio rango de potencia ya que puede variar desde 5 kW hasta 500 MW.

Sus principales ventajas son su bajo peso y volumen en relación a su potencia y la flexibilidad de operación, esto hace que sean máquinas cuyo uso para determinadas aplicaciones como la generación de electricidad o la propulsión de buques y barcos estén en pleno crecimiento.

Al ser una máquina rotativa presenta una clara ventaja frente a los motores alternativos por la ausencia de movimientos alternativos y de rozamientos por superficies sólidas como las que se dan entre pistón y camisa, lo que se traduce en menores pérdidas de equilibrio y menores consumo de aceites lubricantes que además no están en contacto con superficies calientes ni con productos de combustión.

Comparadas con las turbinas de vapor, las turbinas de gas apenas tienen necesidad de refrigeración facilitando en gran medida su instalación además tiene baja inercia térmica permitiendo alcanzar su plena potencia en periodos muy cortos permitiendo que sean ideales para aplicaciones donde es necesario una rápida variación de carga.

La simplicidad en este tipo de máquinas frente a las turbinas de gas o los motores alternativos otorga a las turbinas de gas dos ventajas adicionales, un mantenimiento sencillo y una alta fiabilidad debido a la disminución de la cantidad de lubricante, la continuidad del proceso de combustión y la ausencia de movimientos alternativos. Una instalación de generación eléctrica basada en una turbina de gas puede alcanzar unos valores de disponibilidad superiores al 95% y valores de fiabilidad entorno al 99% si la instalación está bien diseñada, bien construida y con un adecuado mantenimiento.

Hay que destacar dos desventajas, su alta velocidad de rotación y su bajo rendimiento entorno al 30-40%.

Se entiende como una turbina de gas al conjunto compuesta por:

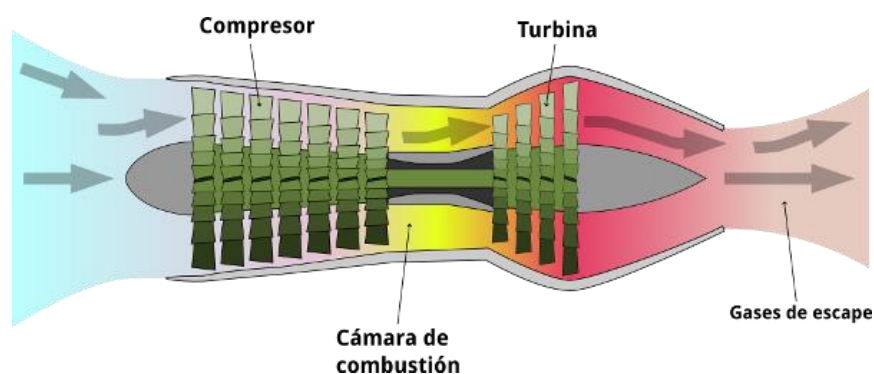


Figura 31: Esquema de una turbina de gas. [3]



- Compresor, absorbe el aire atmosférico y gracias a un cierto trabajo proporcionado por el eje eleva la presión al fluido de trabajo.
- Cámara de combustión, eleva la temperatura del fluido.
- Turbina, o elemento expansor que convierte la energía en forma de calor en trabajo que cede a un generador para producir electricidad.
- Otros elementos como: escape, rotor, carcasa, rodamientos o sistemas auxiliares.

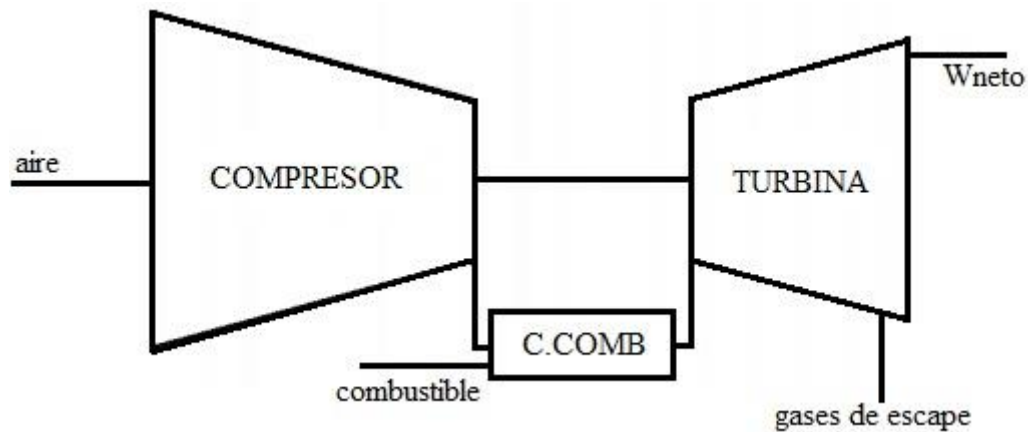


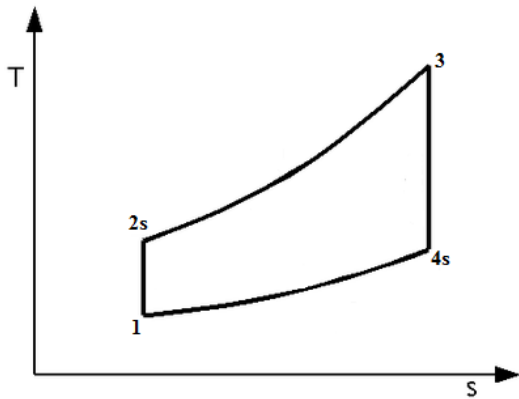
Figura 32: Modelo de una turbina de gas (Ciclo de Brayton)

Gracias a la gran elevación tanto de la temperatura como de la presión provocada en la turbina de gas, se acumulará mucha energía potencial que se podrá transformar en otros tipos de energía. La primera transformación la realizarán las toberas en energía cinética, esta energía cinética será trasladada a los álabes y estos la trasladarán al rotor produciendo la energía rotativa que es el objetivo de las turbinas de gas.

Sus aplicaciones son muy variadas: la aviación tanto militar como comercial que les permite tener una temperatura de admisión más elevada consiguiendo así mayores velocidades, transporte tanto en barcos como trenes ya que permite realizar diseños que alcanzan altas velocidades y la generación de energía.

### 6.1.1. Descripción del ciclo simple ideal

El ciclo termodinámico descrito por el fluido se presenta en el diagrama temperatura entropía, el cual presenta los siguientes procesos:

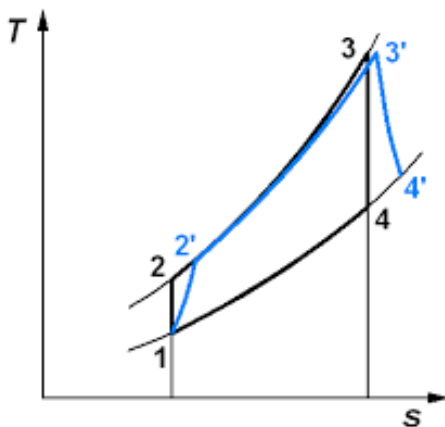


- Una **compresión isentrópica** en el compresor (1-2s)
- **Calentamiento a presión constante** en la cámara de combustión (2s-3)
- **Expansión isentrópica** en la turbina (3-4s)
- **Enfriamiento isobárico** (4s-1) que se produce en la atmósfera.

Figura 33: Ciclo termodinámico teórico de las turbinas de gas. [3]

### 6.1.2. Descripción del ciclo simple real

En toda máquina térmica el rendimiento y la potencia del ciclo real siempre son algo inferiores a los del ciclo teórico por varias razones:



1. La compresión y la expansión no se suelen realizar de forma isentrópica.
2. Se producen pérdidas de presión en todo el sistema.
3. El proceso de combustión no es completo debido a la presencia de inquemados., por lo cual toda la energía química contenida en el combustible no es liberada.
4. Existen pérdidas por radiación y convección a través de todo el cuerpo de la máquina.
5. Existen pérdidas de energía cinética a través de los gases de escape.

Figura 34: Ciclo termodinámico real de las turbinas de gas. [3]

## 6.2. Modelo simplificado pila SOFC

La pila SOFC la modelaremos de forma que el 60% de la energía producida sea energía eléctrica y el 30% energía térmica.

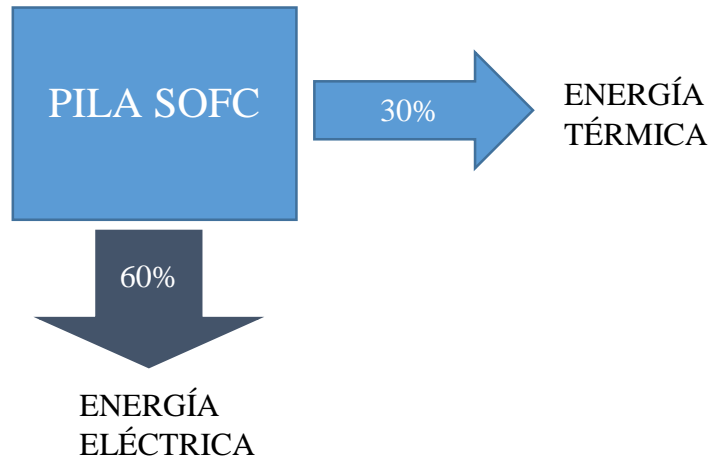


Figura 35: Modelo simplificado de la pila SOFC.

## 6.3. Modelo integrado de la pila de combustible y la turbina de gas

Haremos la simplificación del sistema integrado de la pila de combustible con una turbina de gas de la siguiente forma.

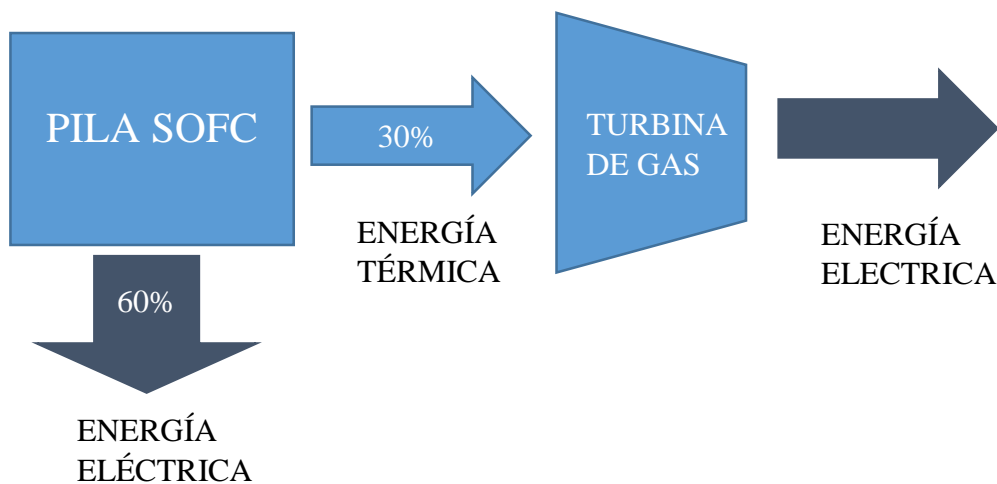


Figura 36: Modelo integrado de la pila de combustible y la turbina de gas.

### **Fuentes bibliográficas:**

[1] Escuela de Ingeniería de Antioquia. *Turbinas de gas*. 2016. Fecha de consulta: 28 de Septiembre de 2016.

[http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/maquinashidraulicas/turbinas\\_gas/index.html](http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/maquinashidraulicas/turbinas_gas/index.html)

[2] R. Tecnología. *Turbinas de gas*. 2014. Fecha de consulta: 28 de Septiembre de 2016.

<http://www.turbinasdegas.com/>

[3] R. L. Leyte y M. Toledo Velázquez, *Termodinámica de las turbinas de gas.*, México: Alfaomega, 2004.

[4] S. García, *El funcionamiento de una turbina de gas, paso a paso* [Archivo de video], 2014, Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=rC1efGWBrCQ>

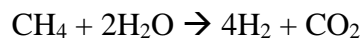
# 7 RESULTADOS

## 7.1. Análisis energético

### 7.1.1 Obtención del hidrógeno

Vamos a obtener el hidrógeno a partir del gas natural. Como anteriormente se vio, el gas natural contiene aproximadamente un 90% de metano y la obtención de hidrógeno a partir del metano se realiza en dos etapas.

En primer lugar, se hace reaccionar el metano con agua a altas temperaturas y a continuación, a partir del monóxido se obtiene más hidrógeno mediante una segunda reacción. Quedando la reacción global como:



En definitiva, cada mol de metano (16 g CH<sub>4</sub>) producirá cuatro moles de hidrógeno (8 g H<sub>2</sub>).

$$\frac{0.9 \text{ kg CH}_4}{1 \text{ kg GAS NATURAL}} * \frac{8 \text{ kg H}_2}{16 \text{ kg CH}_4} = 0.45 \frac{\text{kg H}_2}{\text{kg GAS NATURAL}}$$

La asociación española del hidrógeno establece los siguientes valores:

Masa H <sub>2</sub> (kg)	H <sub>2</sub> gas (Nm <sup>3</sup> )	Energía (kWh)
1	11.12	33.33
0.0899	1	3.00
0.03	0.333	1

Tabla 6: Tabla de equivalencias del hidrógeno [1].

### 7.1.2 Modelo simplificado de la turbina



Figura 37: Modelo esquemático de la turbina de gas.

Vamos a analizar el comportamiento de una turbina de gas, para conocer el rendimiento y el consumo. Para ellos, realizaremos una serie de hipótesis como:

- Las condiciones ambientales serán 20°C y una presión 1 bar.
- La temperatura de entrada a la turbina de 960 °C.
- Las pérdidas de presión de remanso serán de 0.1 bar en el regenerador y de un 3% en la cámara de combustión.
- El rendimiento interno del compresor será 82%, el de la turbina 91% y el de la cámara de combustión de 95%.
- El rendimiento mecánico global del eje será 98%.
- El fluido se comporta como un gas perfecto con  $\gamma = 1,4$  y  $C_p = 1,005 \text{ kJ/Kg K}$  para el aire y los gases de combustión con  $\gamma = 1,33$  y  $C_p = 1,147 \text{ kJ/Kg K}$
- La turbina funciona según un ciclo regenerativo.

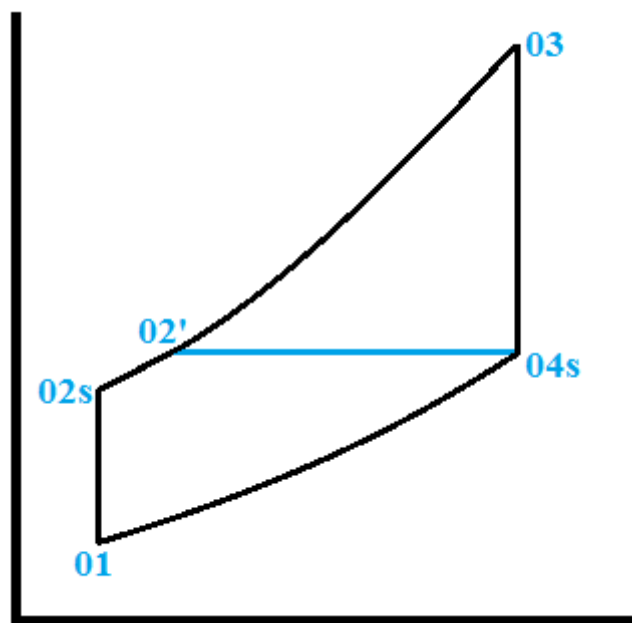


Figura 38: Ciclo termodinámico de un ciclo regenerativo.

En primer lugar analizaremos el compresor. El rendimiento del compresor se puede expresar como el trabajo realizado de manera ideal entre el trabajo real realizado.

$$\eta_c = \frac{h_{02s} - h_{01}}{W_c} = \frac{h_{02s} - h_{01}}{h_{02} - h_{01}}$$

$$T_{02} = T_{01} + \frac{T_{02s} - T_{01}}{\eta_c} = T_{01} + \frac{T_{01}}{\eta_c} [\rho_c^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1]$$

Por lo que, el trabajo del compresor se expresará de la siguiente forma:

$$W_c = h_{02} - h_{01} = C_p(T_{02} - T_{01})$$

En segundo lugar, analizaremos la turbina donde el rendimiento se puede expresar como:

$$\eta_T = \frac{h_{03} - h_{04}}{h_{03} - h_{04s}}$$

$$T_{04} = T_{03} - \eta_T * T_{03} * \left[ 1 - \frac{T_{04s}}{T_{03}} \right] = T_{03} \left[ 1 - \eta_T \left[ 1 - \left( \frac{1}{\rho_c} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right] \right]$$

$$W_T = h_{03} - h_{04} = Cp(T_{03} - T_{04})$$

Obteniendo los valores:

$T_{02} = 532.1 \text{ K}$	$W_c = 240.2 \text{ kJ/kg}$
$T_{04} = 854.4 \text{ K}$	$W_T = 429.8 \text{ kJ/kg}$

Finalmente analizaremos la cámara de combustión.

$$\eta_{CC} = \frac{(1 + F) * h_{03} - h'_{02}}{h_{03} - h_{04s}}$$

$$F = \frac{Cp_g * T_{03} - Cp_a * T'_{02}}{\eta_{CC} * H_p - Cp_g * T_{03}}$$

Para calcular la temperatura del aire a la salida del regenerador ( $T'_{02}$ ), la cual la podemos obtener mediante el rendimiento del intercambiador.

$$T'_{02} = T_{02} + R * (T_{04} - T_{02})$$

Con el dosado obtenemos el trabajo específico y de la potencia en el eje se obtiene finalmente los gastos máxicos de combustible y aire.

$$W_n = (1 + F) * W_T - W_c$$

$$m_a = \frac{W_e}{\eta_m * W_n}$$

$$m_f = F * m_a$$

$T'_{02} = 806.1 \text{ K}$	$F = 0.01398$	$m_a = 260.6 \text{ kg/s}$	$m_f = 3.642 \text{ kg/s}$
-----------------------------	---------------	----------------------------	----------------------------

Finalmente el rendimiento global de la planta se obtendrá:

$$\eta_G = \frac{W_e}{m_f * H_p} = 0.2921$$

### 7.1.3 Modelo simplificado de la integración

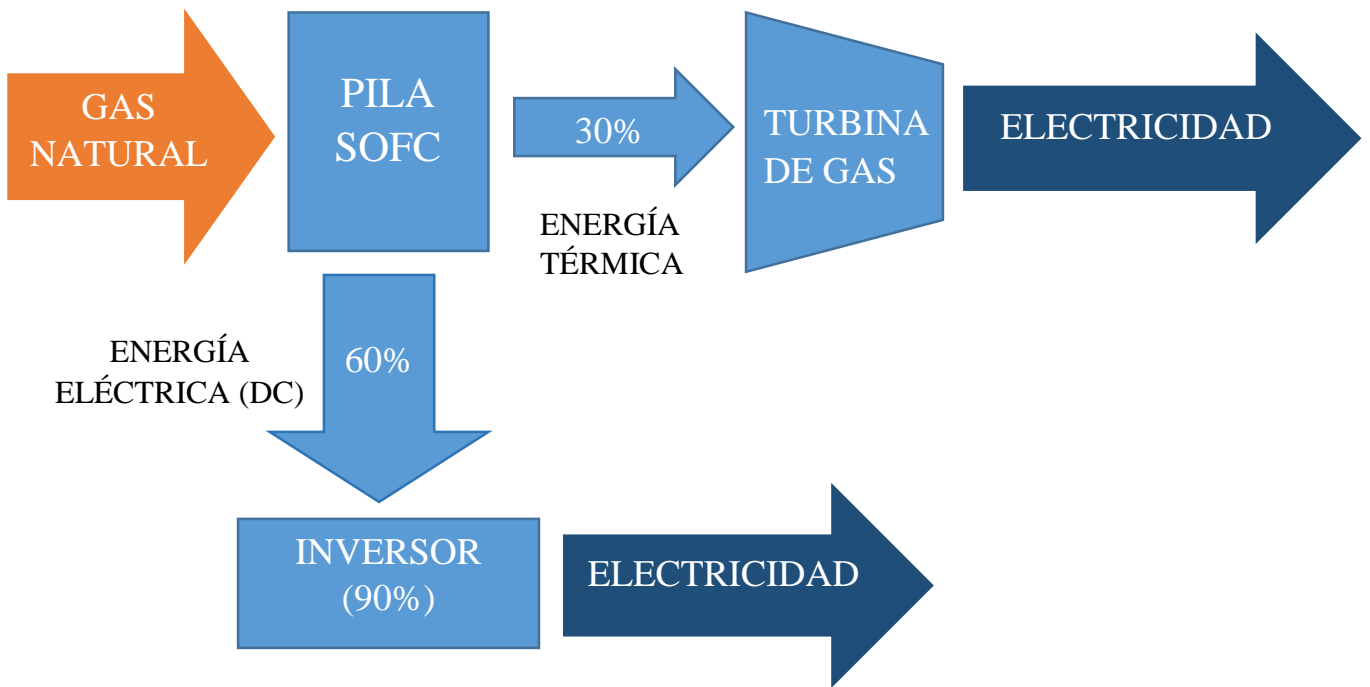


Figura 39: Modelo esquemático de la integración.

### 7.1.4 Resultados

Para una central en la que queremos producir una potencia de 50 MW obtendremos los siguientes resultados:

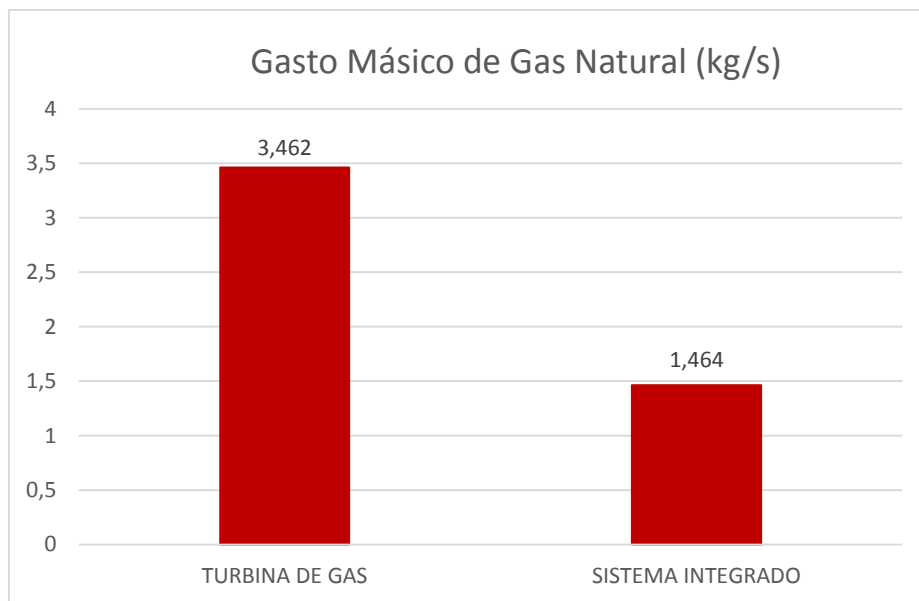


Figura 40: Comparación del gasto másico entre ambos sistemas.



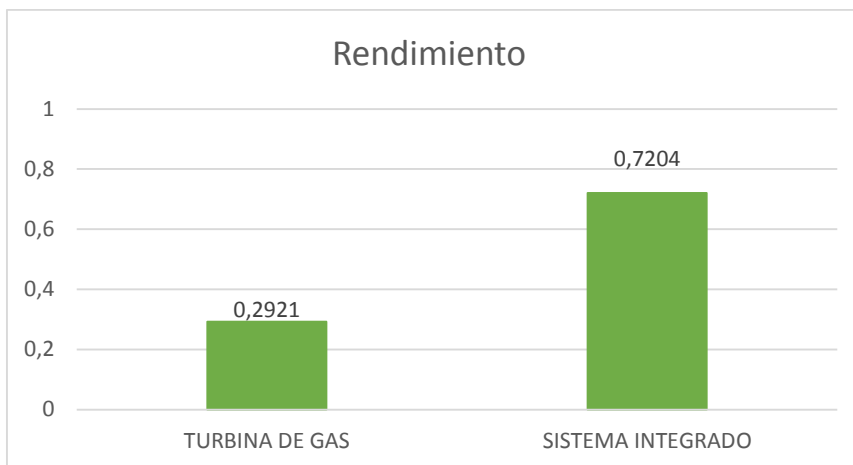


Figura 41: Comparación del rendimiento entre ambos sistemas.

## 7.2. Análisis económico

Se supondrá una vida útil de 20 años tanto para la turbina de gas como para el sistema integrado con la pila de combustible y la potencia total generada será de 50 MW.

### 7.2.1 Turbina de gas

Los gastos necesarios para obtener energía mediante una turbina de gas son los siguientes:

GASTOS FIJOS	GASTOS VARIABLES
Turbina de Gas Instalación	Combustible Mantenimiento

Con los precios detallados en el Anexo se procederá a un estudio económico.

		AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Gastos	Fijos	17.926.350,00 €	- €	- €	- €
	Turbina de gas	17.926.350,00 €	- €	- €	- €
	Variables	- €	56.543.448,56 €	56.543.448,56 €	56.543.448,56 €
	Combustible	- €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €
	Mantenimiento	- €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
<b>TOTAL GASTOS</b>		<b>17.926.350,00 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
Amortización		- €	896.317,50 €	896.317,50 €	896.317,50 €
<b>TOTAL</b>		<b>17.926.350,00 €</b>	<b>57.439.766,06 €</b>	<b>57.439.766,06 €</b>	<b>57.439.766,06 €</b>

Tabla 7: Tabla de costes de la turbina (I).

AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €
1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>
57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €

Tabla 8: Tabla de costes de la turbina (II).

AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €
1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>
57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €

Tabla 9: Tabla de costes de la turbina (III).

AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €
1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>
57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €

Tabla 10: Tabla de costes de la turbina (IV).

AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €	55.543.448,56 €
1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>	<b>56.543.448,56 €</b>
<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>	<b>896.317,50 €</b>
57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €	57.439.766,06 €

Tabla 11: Tabla de costes de la turbina (V).

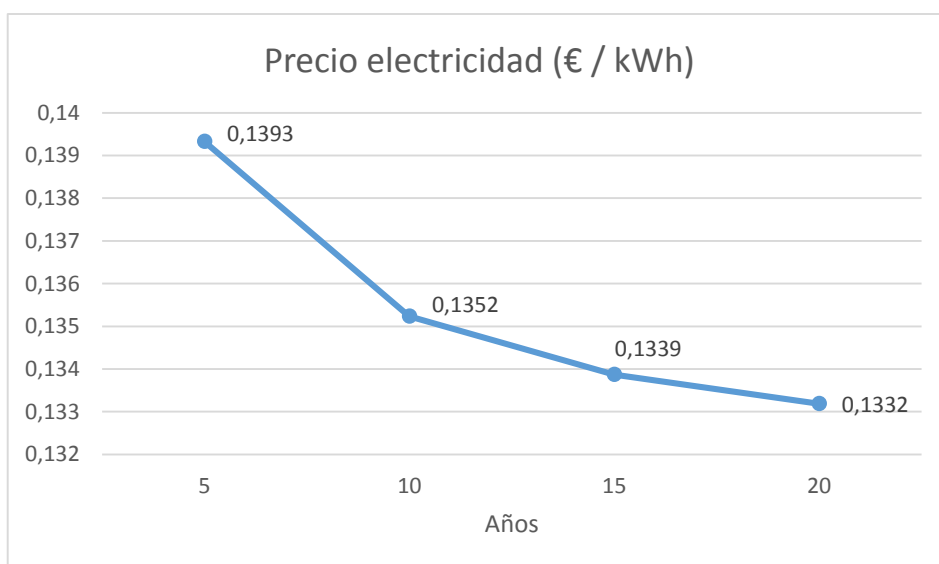


Figura 42: Evolución a lo largo de los años del precio de la electricidad con la turbina de gas.

### 7.2.2 Sistema integrado

Los gastos necesarios para obtener energía mediante un ciclo híbrido entre una pila de combustible y una turbina de gas son los siguientes:

GASTOS FIJOS	GASTOS VARIABLES
Turbina de Gas Intercambiadores de Calor Instalación Inversor Pila combustible SOFC	Combustible Mantenimiento

Con los precios detallados en el Anexo se procederá a un estudio económico.

		AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Gastos	Fijos	<b>237.985.981,93 €</b>	- €	- €	- €
	Pila SOFC	158.100.000,00 €	- €	- €	- €
	Turbina de gas	17.926.350,00 €	- €	- €	- €
	Intercambiadores	9.581,93 €	- €	- €	- €
	Inversor	11.950.050,00 €	- €	- €	- €
	Instalación	50.000.000,00 €	- €	- €	- €
	Variables	<b>22.876.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
	Combustible		22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €
	Mantenimiento	- €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>260.862.196,33 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	
Amortización	- €	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>260.862.196,33 €</b>	<b>37.025.513,50 €</b>	<b>37.025.513,50 €</b>	<b>37.025.513,50 €</b>	

Tabla 12: Tabla de costes del sistema integrado (I).

AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
- €	- €	- €	<b>79.050.000 €</b>	- €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €
2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €
<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>104.176.214,4 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>
37.025.513,50 €	37.025.513,50 €	37.025.513,50 €	116.075.513,50 €	37.025.513,50 €

Tabla 13: Tabla de costes del sistema integrado (II).

AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €
2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €
<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>
37.025.513,50 €	37.025.513,50 €	37.025.513,50 €	37.025.513,50 €

Tabla 14: Tabla de costes del sistema integrado (III).

AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16
- €	- €	<b>79.050.000 €</b>	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €
2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €
<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>104.176.214,4 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>
37.025.513,50 €	37.025.513,50 €	116.075.513,50 €	37.025.513,50 €

Tabla 15: Tabla de costes del sistema integrado (IV).

AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €
<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €	22.876.214,40 €
2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €	2.250.000,00 €
<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>	<b>25.126.214,40 €</b>
<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>	<b>11.899.299,10 €</b>
37.025.513,50 €	37.025.513,50 €	37.025.513,50 €	37.025.513,50 €

Tabla 16: Tabla de costes del sistema integrado (V).

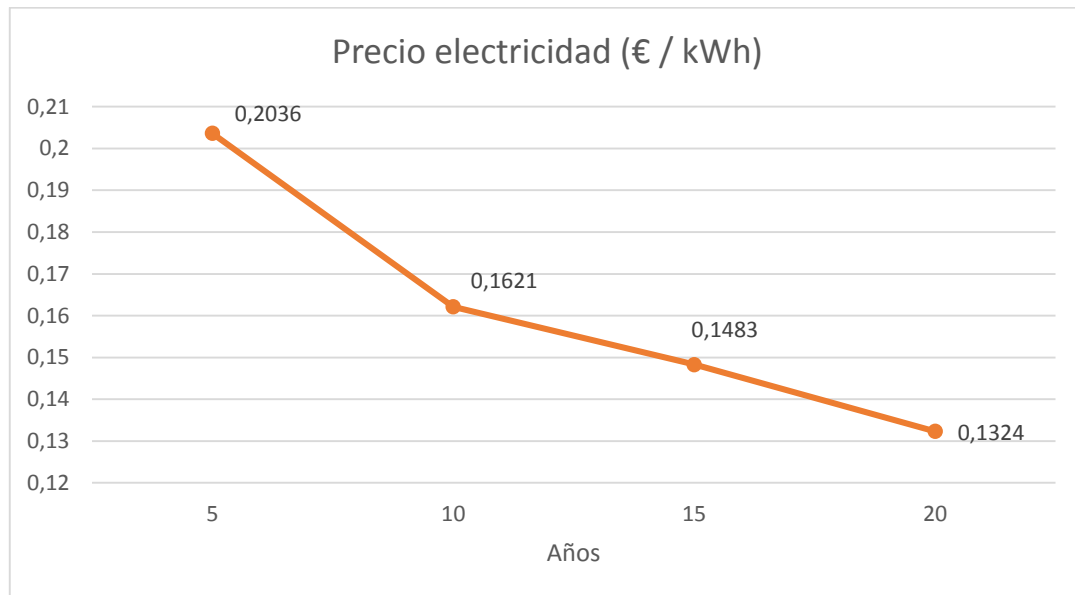


Figura 43: Evolución del precio a lo largo de los años de la electricidad con el sistema integrado.

### **Fuentes bibliográficas:**

[1] Asociación Española del hidrógeno. <http://aeh2.org/> Fecha de consulta: 22 de Octubre de 2016.

[2] Colección de Problemas resueltos de máquinas y motores térmicos. (Tomás Sánchez Lencero). *Grupo de Motores Térmicos de la universidad de Sevilla.*

# 8 CONCLUSIONES

El consumo de energía incrementa año tras año, debido al aumento de población y con ello las necesidades tecnológicas de cada individuo. Nuestro trabajo, ocio y bienestar en general, dependen del abastecimiento de energía. Este abastecimiento debe ser suficiente e ininterrumpido.

Nos comportamos como si este abastecimiento fuera ilimitado, pero no es así. Las fuentes de energía tradicionales basadas en combustibles fósiles son limitadas. La sociedad tiene que esforzarse en buscar medidas más sostenibles, ya que hay un gran desfase entre la demanda que no para de crecer y la oferta, que va disminuyendo debido a que se van reduciendo las reservas.

Esto provoca la búsqueda de fuentes de energía alternativas, el hidrógeno podría ser uno de los combustibles de futuro más prometedores, pero ahora mismo es bastante caro producirlo. La forma más barata de producir el hidrógeno actualmente es a partir del gas natural. Las demás formas de obtención tienen un precio mayor con un rendimiento no muy alto.

La transición del uso de combustibles fósiles al uso del hidrógeno, no es fácil y necesita una planificación. Es una transición que se debería ir realizando de manera progresiva. Europa se ha propuesto cumplir los siguientes objetivos: a corto plazo en donde será fundamental una intensa investigación, a medio plazo donde se tendrá que incentivar el uso de combustibles líquidos derivados de la biomasa y desarrollar procesos de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables y finalmente a largo plazo donde la demanda de electricidad seguirá aumentando y el hidrógeno la complementará.

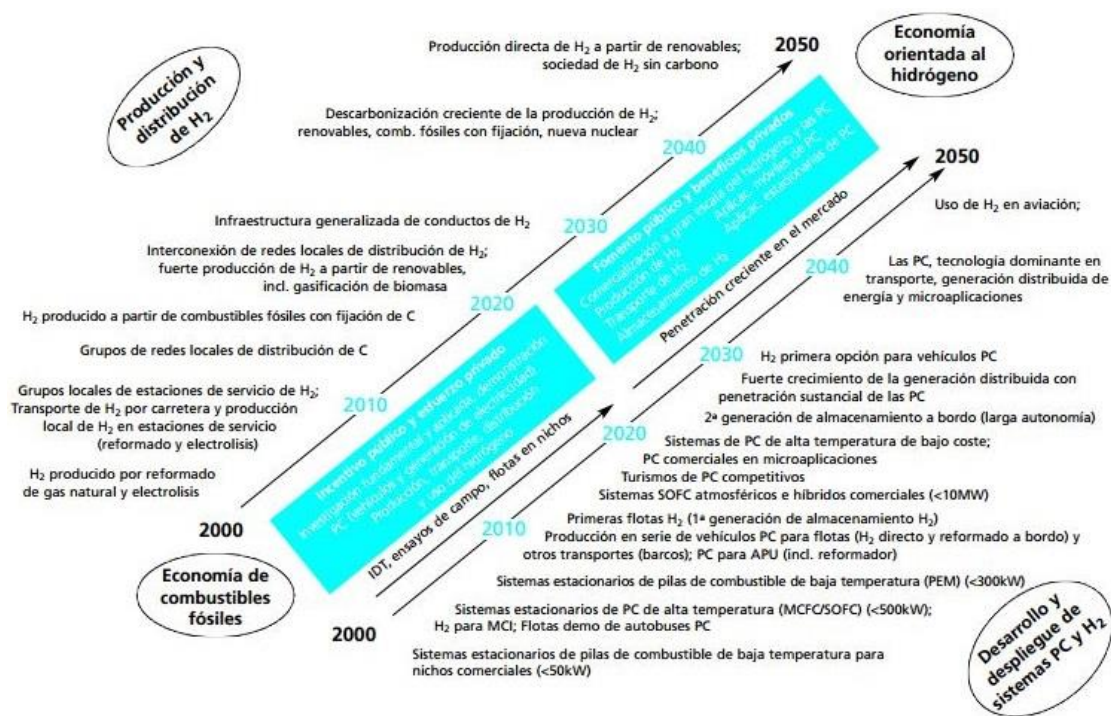


Figura 44: Propuesta esquemática de hoja de ruta europea para el hidrógeno y las pilas de combustible.



A pesar de que la eficiencia es del 50% en una celda de combustible de hidrógeno y puede parecer algo baja, esta es superior a otras formas de obtención de energía. Las celdas de combustible no son utilizadas por los diversos problemas que tiene tanto de almacenamiento como de transporte. Además de la alta tendencia a fugarse que tiene el hidrógeno.

Estos inconvenientes podrían ser resueltos, con la investigación. Ya que si se emplearan nuevos materiales y nuevas técnicas de diseño, los costes iniciales reducirían y sería más rentable que los sistemas convencionales.

El uso del hidrógeno podría eliminar con el tiempo las emisiones de gases que causan el efecto invernadero ya que las pilas de combustible generan electricidad de una manera eficiente y limpia. Otra cualidad de las pilas de combustible es que pueden ubicarse cerca del punto de uso final, permitiendo aprovechar el calor generado en el proceso.

En este proyecto, hemos intentado estimar los precios de obtención de electricidad mediante una turbina de gas y con un sistema integrado de pilas SOFC que operan a alta temperatura con una turbina de gas. La turbina de gas en el sistema integrado tiene como función aprovechar los gases de salida para generar más electricidad. El rendimiento de este sistema es bastante alto, permitiendo reducir considerablemente el combustible consumido.

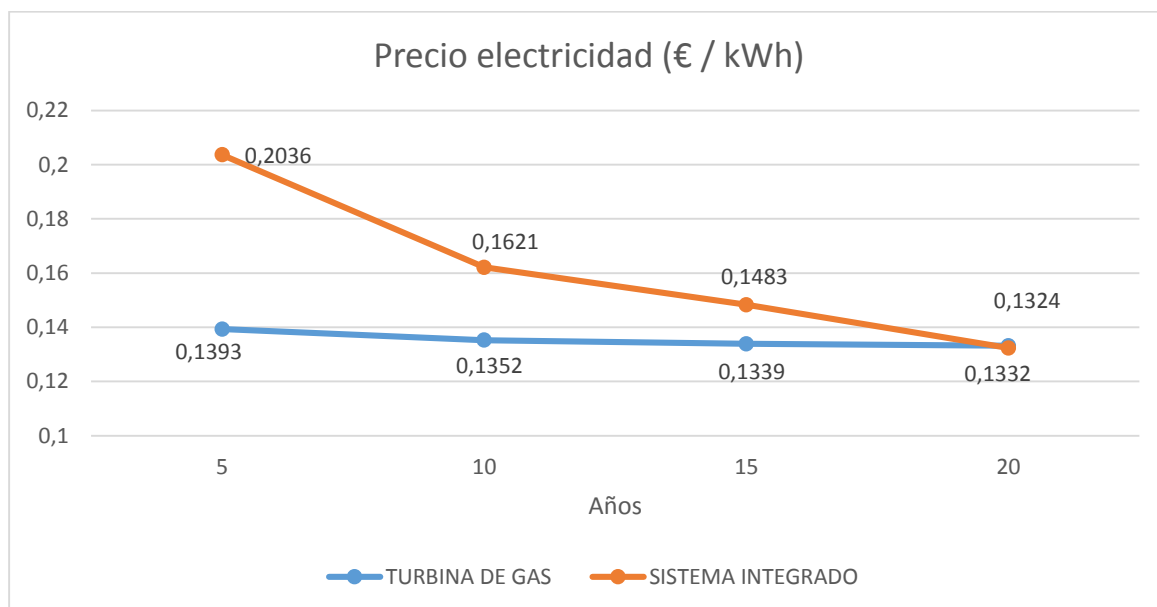


Figura 45: Comparación del precio de electricidad con ambos sistemas.

Como se puede apreciar en el gráfico, en el año 20 costaría menos producir energía con el sistema integrado que con la turbina de gas. Endesa estima que la vida útil de una central de ciclo combinado puede llegar a ser entre 40 o 50 años, por lo que al cabo de los años se irá abaratando la producción de energía del sistema integrado ya que el consumo de combustible es notablemente menor.

Además de las ventajas económicas, el empleo del hidrógeno como fuente de energía tiene un impacto positivo desde el punto de vista medioambiental. A esta ventaja hay que añadir la reducción del impacto sonoro que cualquier planta de generación de energía tiene.

Una buena alternativa sería, reacondicionar las plantas de ciclos combinados que en España están sin utilizar y acondicionarlas para que se usen como complemento de las pilas de hidrógeno. Ya que uno de los principales inconvenientes de los ciclos combinados convencionales es el alto ruido que genera, imposibilitando la instalación de este tipo de plantas cerca de zonas urbanas pero las pilas de hidrógeno solucionarían este problema.

## Costes de la turbina de gas

	Equipo	Unidades	Coste
<b>GASTOS FIJOS</b>	Turbina de Gas	1	17,93 M€
<b>GASTOS VARIABLES</b>	Combustible	3,64 kg/s	55,54 M€
	Mantenimiento	-	1 M€

- **Turbina de gas.**

La turbina Siemens- SGT 800 tiene un precio aproximado 19,5M USD.

- **Combustible.**

Según el BOE publicado el 9 de septiembre de 2016, el precio del gas natural será 48,3591 c€/kg.

Con una energía total consumida de:

$$50 \text{ MW} = \frac{50.000 \text{ kJ}}{\text{s}} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} * \frac{1 \text{ kWh}}{3600 \text{ kJ}} = 4.38 * 10^8 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

- **Mantenimiento.**

Según el informe World Energy Investment Outlook 2014 publicado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) estimó los valores de mantenimiento entorno a unos 20 €/kW.

## Costes del sistema integrado

Los gastos necesarios para obtener energía mediante un ciclo híbrido entre una pila de combustible y una turbina de gas son los siguientes:

	Equipo	Unidades	Coste
<b>GASTOS FIJOS</b>	Pilas SOFC	1000	158,1 M€
	Turbina de gas	1	17,93 M€
	Intercambiadores	2	9,58 m€
	Inversor	1000	11,95 M€
	Instalación.	-	50 M€
<b>GASTOS VARIABLES</b>	Combustible	1,46 kg/s	22,88 M€
	Mantenimiento	-	2,25 M€
	Recambio Pilas	1000	79,05 M€

- **Pilas SOFC.**

Según el estudio “MANUFACTURING COST ANALYSIS OF 1 KW AND 5 KW SOLID OXIDE FUEL CELL (SOFC) FOR AUXILLIARY POWER APPLICATIONS” elaborado por U.S. Department of Energy (Columbus)

Description	100 Units	1,000 Units	10,000 Units	50,000 Units
<b>Total stack manufacturing cost, with scrap</b>	1,476	1,327	1,267	1,257
<b>Annualized stack manufacturing capital cost</b>	4,757	495	82	73
<b>BOP</b>	11,323	9,802	8,738	8,738
<b>System assembly, test, and conditioning</b>	481	456	454	454
<b>Total system cost, pre-markup</b>	18,037	12,08	10,541	10,522
<b>System cost per net KW, pre-markup</b>	3,608	2,416	2,108	2,104
<b>Sales markup</b>	50%	50%	50%	50%
<b>Total system cost, with markup</b>	27,056	18,12	15,812	15,783
<b>System cost per net KW, with markup</b>	5,411	3,624	3,162	3,157

Tabla 17: 5 kW APU SOFC System Per Unit Cost Summary.

Westinghouse presenta un prototipo de SOFC que ha trabajado, sin interrupción, durante más de 69.000 horas, (alrededor de 6 años), que se considera necesario para asegurar el éxito comercial de un sistema de este tipo.

Por lo que supondremos que la vida útil de las pilas SOFC será de 6 años, y luego el precio será la mitad debido a que se reemplazarán solamente los cátodos y los ánodos.

- **Instalación y mantenimiento.**

Según el informe World Energy Investment Outlook 2014 publicado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) estimó los valores de mantenimiento de un ciclo combinado entorno a unos 45 €/kW y la instalación de este tipo de centrales se estima en un precio de 50 M€.

- **Intercambiadores de calor.**

Se necesitarán dos intercambiadores de calor para nuestra instalación. Escogeremos el CL 41928 ya que es el que se ajusta a nuestro caudal.

## 41 RECUPERADORES DE CALOR

MUNDCLIMA®

- **Serie MU-RECO F6/F6**



F6/F6

Código	Artículo	Caudal (m³/h)	€
CL 41 922	MU-RECO 500 F6/F6	500	1.400,00
CL 41 923	MU-RECO 800 F6/F6	950	1.688,89
CL 41 924	MU-RECO 1200 F6/F6	1.300	2.022,22
CL 41 925	MU-RECO 2000 F6/F6	2.050	2.066,73
CL 41 926	MU-RECO 3000 F6/F6	3.150	2.495,91
CL 41 927	MU-RECO 4000 F6/F6	4.250	3.403,47
CL 41 928	MU-RECO 5000 F6/F6	5.350	4.790,96
CL 41 929	MU-RECO 6000 F6/F6	6.150	4.847,89

Impulsión:  
F6  
Retorno:  
F6

Figura 46: Catálogo de intercambiadores.

- **Inversores.**

Se necesitarán inversores uno para cada pila SOFC, que escogeremos de acuerdo con la potencia suministrada.



Ampliar

### Inversor a red 5,5kW modelo Ingecon Sun Lite 5TL

Inversor a red de 5.500W, con un rango de tensión fotovoltaica de 100 a 550Vcc y corriente máxima de 33A en DC y de 26,2A en AC. Con protección IP65. Se trata del modelo Ingecon Sun Lite 5TL de la marca INGETEAM, con opción para autoconsumo sin inyección de sobrantes a red.

Referencia: Inv.Red.Ingecon Sun Lite 5TL

Plazo de entrega: 24-72 horas

1 195,00 €

Figura 47: Catálogo de inversores.