

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

Integración de la pila de combustible en Sistemas de Producción de Potencia

Autor: Paula Gómez Pulido

Tutor: José Alfredo Iranzo Paricio, María del Carmen Pavón Moreno

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Integración de la pila de combustible en Sistemas de Producción de Potencia

Autor:

Paula Gómez Pulido

Tutor:

José Alfredo Iranzo Paricio, María del Carmen Pavón Moreno
Profesor Sustituto Interino

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Grado: Integración de la pila de combustible en Sistemas de Producción de Potencia

Autor: Paula Gómez Pulido

Tutor: José Alfredo Iranzo Paricio, María del Carmen Pavón Moreno

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

***“Al principio, se creó el Universo.
Eso hizo que se enfadara mucha
gente, y la mayoría lo consideró un
error”***

**Douglas Adams, “El Restaurante
del fin del mundo” (1980)**

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi familia por todo el apoyo, cariño y paciencia durante estos años de carrera. A mi padre por ayudarme cada vez que lo necesitaba; a mi madre por hacerme ver que, a pesar de las dificultades que se presenten, siempre hay una salida y no debo rendirme; y a mi hermano por escucharme y compartir mis tonterías.

A mis amigos, los de fuera y dentro de la Escuela. Este viaje no habría sido lo mismo sin ellos, pues han sido pilares fundamentales en mi vida. Todos y cada uno de ellos, en mayor o menor medida, me han aportado valores y me han hecho crecer como persona. Gracias por hacerme estos años más amenos.

Finalmente, agradecer a mis tutores de este trabajo, Alfredo y Mari Carmen, por ser tan comprensivos, orientarme y ayudarme siempre que lo he necesitado.

Resumen

En la búsqueda de combustibles alternativos para la producción de energía, el hidrógeno cobra cada día más importancia. Sin embargo, la transición de los combustibles fósiles a las pilas de combustible de hidrógeno no es fácil y requiere enormes avances tecnológicos. Las pilas de combustible, y en particular las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC), son una alternativa a la generación de energía con muchas ventajas ya que pueden conectarse a diferentes sistemas de generación de energía (motores de combustión interna alternativos, turbinas de gas y turbinas de vapor) para maximizar su potencial. Entre las diversas aplicaciones de estas tecnologías se encuentran la integración con ciclo combinado, cogeneración, trigeneración y su uso en transporte.

Además de la revisión del estado del arte, este trabajo contiene un caso práctico en el que se estudia la implementación de una pila de combustible tipo SOFC en un sistema convencional de generación de potencia mediante cogeneración. Para ello se modelan dos plantas de las mismas características energéticas. Por un lado, una instalación de cogeneración convencional mediante turbina de gas, y por otro una instalación con la integración de una pila de combustible tipo SOFC en la turbina de gas, convirtiéndolo en un sistema híbrido.

Finalmente, se concluye que la aplicación de la pila SOFC en un sistema híbrido con turbina de gas en el caso de instalaciones de cogeneración es viable y presenta ventajas técnicas, energéticas y medioambientales. Sin embargo, el estudio también señala mientras que la tecnología del hidrógeno no permita desarrollar celdas más eficientes y a menor coste, a corto plazo no resulta una solución económicamente atractiva frente al sistema tradicional.

Abstract

In the search for alternative fuels for energy production, hydrogen is becoming increasingly important. However, the transition from fossil fuels to hydrogen fuel cells is not easy and requires enormous technological advances. Fuel cells, and in particular solid oxide fuel cells (SOFCs), are an alternative to power generation with many advantages as they can be connected to different power generation systems (reciprocating internal combustion engines, gas turbines and steam turbines) to maximize their potential. Among the various applications of these technologies are integration with combined cycle, cogeneration, trigeneration and their use in transportation.

In addition to a review of the state of the art, this work contains a case study in which the implementation of a SOFC fuel cell in a conventional cogeneration power generation system is studied. For this purpose, two plants with the same energy characteristics are modeled. On the one hand, a conventional cogeneration installation by means of gas turbine, and on the other hand, an installation with the integration of a SOFC type fuel cell in the gas turbine, turning it into a hybrid system.

Finally, it is concluded that the application of the SOFC stack in a hybrid system with gas turbine in the case of cogeneration facilities is feasible and presents technical, energy and environmental advantages. However, the study also points out that as long as hydrogen technology does not allow the development of more efficient cells at lower cost, in the short term it is not an economically attractive solution compared to the traditional system.

Índice

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción y objetivos	1
1.1. <i>Hidrógeno como combustible</i>	1
1.2. <i>Usos finales del hidrógeno</i>	2
1.3. <i>Propiedades energéticas del hidrógeno</i>	3
2 Pilas de combustible	5
2.1 <i>Tipos de pilas de combustible</i>	6
2.2 <i>Pila de combustible de óxido sólido</i>	7
2.2.1 <i>Aplicaciones de la pila SOFC</i>	8
2.2.2 <i>Ventajas y desventajas</i>	9
3 Sistemas de Producción de Potencia	11
3.1 <i>Motor de combustión Interna Alternativo</i>	11
3.1.1 <i>Fases de un MCIA</i>	12
3.1.2 <i>Sistema híbrido SOFC+MCIA</i>	12
3.2 <i>Turbina de Gas</i>	15
3.2.1 <i>Principio de funcionamiento</i>	15
3.2.2 <i>Sistema híbrido SOFC+TG</i>	16
3.3 <i>Turbina de Vapor</i>	19
3.3.1 <i>Sistema híbrido SOFC+TV (Rankine)</i>	20
4 Aplicaciones	23
4.1 <i>Ciclos combinados</i>	23
4.1.1 <i>Integración de la pila SOFC en Ciclos Combinados</i>	24
4.2 <i>Cogeneración</i>	25
4.2.1 <i>Integración de la pila SOFC en Cogeneración</i>	26
4.3 <i>Trigeneración</i>	27
4.3.1 <i>Integración de la pila SOFC en Trigeneración</i>	28
4.4 <i>Transporte</i>	28
4.4.1 <i>Integración de la pila SOFC en Transporte</i>	28
4.4.2 <i>Hidrogeneras</i>	29
5 Caso Práctico	31
5.1 <i>Introducción y justificación</i>	31
5.2 <i>Cogeneración con Turbina de Gas</i>	32
5.3 <i>Diseño de la instalación</i>	32
5.3.1 <i>Cálculo teórico de la Turbina de Gas</i>	32

5.3.2	Cálculo teórico de la Cogeneración	34
5.3.3	Cálculo teórico de la Pila SOFC	36
5.4	<i>Modelo A. Cogeneración con Turbina de Gas</i>	40
5.4.1	Layout	40
5.4.2	Resultados Cogeneración	43
5.5	<i>Modelo B. Cogeneración con SOFC + Turbina de Gas</i>	44
5.5.1	Layout	44
5.5.2	Elección de la Pila SOFC	46
5.5.3	Resultados SOFC + Turbina de Gas	46
5.5.4	Resultados Cogeneración SOFC + Turbina de Gas	47
5.6	<i>Comparativa energética</i>	48
5.7	<i>Estudio económico</i>	50
5.7.1	Base teórica y parámetros de estudio	50
5.7.2	Resultados Modelo A. Cogeneración con Turbina de Gas	54
5.7.3	Resultados Modelo B. Cogeneración con SOFC + Turbina de Gas	59
5.8	<i>Comparativa económica</i>	64
6	Conclusiones	67
7	Referencias	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades energéticas del Hidrógeno	4
Tabla 2. Comparativa de las pilas de combustible	7
Tabla 3. Valores de referencia Anexo II del RD 616/2007	35
Tabla 4. Propiedades energéticas del hidrógeno	37
Tabla 5. Datos de entrada de la Turbina de Gas para el Modelo A	42
Tabla 6. Resultados de la Turbina de Gas para el Modelo A	42
Tabla 7. Datos de entrada de la instalación de Cogeneración para el Modelo A	43
Tabla 8. Resultados de la instalación de Cogeneración para el Modelo A	43
Tabla 9. Datos de entrada de la Turbina de Gas para el Modelo B	46
Tabla 10. Resultados de la Turbina de Gas para el Modelo B	47
Tabla 11. Datos de entrada de la instalación de Cogeneración para el Modelo B	47
Tabla 12. Resultados de la instalación de Cogeneración para el Modelo B	48
Tabla 13. Comparativa energética de resultados obtenidos	48
Tabla 14. Porcentajes de referencia para evaluación de costes de O&M	52
Tabla 15. Comparativa de los 3 escenarios posibles	53
Tabla 16. Parámetros económicos para el Modelo A	54
Tabla 17. Desglose del CAPEX para el Modelo A	55
Tabla 18. Desglose del OPEX para el Modelo A	55
Tabla 19. Datos de entrada para el cálculo del préstamo del Modelo A	56
Tabla 20. Valores de parámetros del préstamo para el Modelo A	56
Tabla 21. Resultados del préstamo para el Modelo A	56
Tabla 22. Flujos de caja para el Modelo A	57
Tabla 23. Análisis de la inversión para el Modelo A	59
Tabla 24. Parámetros económicos para el Modelo B	59
Tabla 25. Desglose del CAPEX para el Modelo B	60
Tabla 26. Desglose del OPEX para el Modelo B	60
Tabla 27. Datos de entrada para el cálculo del préstamo del Modelo B	61
Tabla 28. Valores de parámetros del préstamo para el Modelo B	61
Tabla 29. Resultados del préstamo para el Modelo B	61
Tabla 30. Flujos de caja para el Modelo B	62
Tabla 31. Análisis de la inversión para el Modelo B	64
Tabla 32. Comparativa económica de resultados obtenidos	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Elemento químico Hidrógeno	1
Figura 1.2. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno	2
Figura 1.3. Aplicaciones de la pila de combustible	3
Figura 2.1. Esquema de una pila de combustible	5
Figura 2.2. Transformaciones energéticas en una pila de combustible	6
Figura 2.3. Funcionamiento pila SOFC	8
Figura 3.1. Partes de un MCIA	12
Figura 3.2. Estructura del modelo 2020 del Toyota Mirai	13
Figura 3.3. Partes de una Turbina de Gas	15
Figura 3.4. Esquema sistema híbrido SOFC + microturbina	17
Figura 3.5. Integración directa SOFC + TG	18
Figura 3.6. Integración indirecta SOFC + TG	19
Figura 3.7. Partes de una Turbina de Vapor	20
Figura 3.8. Esquema sistema híbrido SOFC + Turbina de Vapor	21
Figura 4.1. Partes de un Ciclo Combinado	23
Figura 4.2. Esquema sistema híbrido de Ciclo Combinado + SOFC	25
Figura 4.3. Esquema Cogeneración	25
Figura 4.4. Sistema híbrido SOFC-CHP para una planta de gasificación	26
Figura 4.5. Sistema híbrido SOFC-CHP para aplicación residencial	27
Figura 4.6. Esquema Trigeneración	27
Figura 4.7. Sistema híbrido SOFC-CCHP	28
Figura 4.8. Toyota Mirai	29
Figura 4.9. Esquema de una hidrogenera	29
Figura 5.1. Esquema de los Modelos A y B	31
Figura 5.2. Diagrama de Sankey de cogeneración con TG	32
Figura 5.3. Diagrama h-s del ciclo termodinámico de la TG	33
Figura 5.4. Esquema del sistema híbrido SOFC-TG	37
Figura 5.5. Layout de la instalación para el Modelo A	41
Figura 5.6. Layout de la instalación para el Modelo B	45
Figura 5.7. Pila SOFC SureSource 1500 (FuelCell Energy)	46
Figura 5.8. Gráfica comparativa del REE	49
Figura 5.9. Gráfica comparativa del rendimiento global	49
Figura 5.10. Gráfica comparativa del ahorro de energía primaria	49
Figura 5.11. Desglose de costes iniciales de referencia	51
Figura 5.12. Desglose de costes de O&M de referencia	52
Figura 5.13. Gráfica comparativa de la inversión inicial	65

Figura 5.14. Gráfica comparativa del VAN	65
Figura 5.15. Gráfica comparativa de la TIR	65
Figura 5.16. Gráfica comparativa del payback	66

Notación

J	Julio
kg	Kilogramo
Nm ³	Normalmetro cúbico
L	Litro
K	Kelvin
°C	Grado centígrado
W	Vatio
h	Hora
kWh	Kilovatio hora
kWh/año	Kilovatio hora al año
t/h	Tonelada por hora
%	Porcentaje
η	Rendimiento
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
AFC	Alkaline Fuel Cell
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell
TG	Turbina de gas
MCIA	Motor de combustión interna alternativo
MEC	Motor de encendido por combustión
MECH	Motor de encendido por chispa
TV	Turbina de vapor
CHP	Cogeneración
CCHP	Trigeneración
CC	Corriente continua
CA	Corriente alterna
HRSG	Heat Recovery Steam Generator

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Para hacer frente al constante crecimiento de la población, el desarrollo de nuevas fuentes alternativas de energía se ha convertido en una tarea fundamental de la sociedad. Si bien la búsqueda de nuevas fuentes de energía está en constante evolución, hoy dependemos en gran medida de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) para generar electricidad.

En la búsqueda de fuentes de energía menos contaminantes y más eficientes, el hidrógeno se está convirtiendo en una fuente cada vez más importante de energía eléctrica, mecánica o térmica. Las celdas de combustible se descubrieron no hace mucho tiempo y pueden hacer posible convertir eficientemente la energía química de los combustibles (fósiles o renovables) en electricidad. La amplia aplicación ha llevado al descubrimiento de métodos eficientes para generar energía y eliminar o al menos reducir las emisiones de monóxido de carbono y dióxido de carbono. Un suministro de energía seguro, limpio y confiable es esencial para el desarrollo humano sostenible y una alta calidad de vida, aunque el suministro de energía está influenciado por consideraciones ambientales, sociales, políticas y económicas. En general, ninguna fuente de energía por sí sola puede dominar el mercado energético mundial, por lo que se ha popularizado el modelo de balance energético, que utiliza las fuentes de energía renovables disponibles.

La globalización del uso de combustibles fósiles como principal fuente de energía ha convertido a la contaminación ambiental en uno de los problemas más graves de la sociedad, provocando el cambio climático y la pérdida de biodiversidad. Con los estándares de consumo actuales, la sobreexplotación petrolera augura que las reservas se agotarán en el corto plazo. A esto se suman los impactos ambientales que provoca (calentamiento global, lluvia ácida, contaminación del aire por cenizas), así como una serie de problemas de salud que afectan directamente a las personas.

Ante este complejo escenario, es urgente encontrar soluciones que puedan sustituir la dependencia de los combustibles fósiles, tanto en términos de ahorro energético global como de inversión en energías renovables.

El objetivo de este trabajo fue examinar el estado técnico de las pilas de combustible de hidrógeno, especialmente el tipo específico de pilas de combustible llamadas SOFC (pilas de combustible de óxido sólido) y su implementación en las distintas tecnologías de generación de potencia, que son las máquinas más eficientes para la producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, lo que hace que la tecnología sea atractiva para desarrollar proyectos de gran escala. Además, se analizará el caso concreto de una instalación de cogeneración con turbina de gas, estudiando los resultados obtenidos de los cálculos iniciales e incluyendo la pila de combustible.

1.1. Hidrógeno como combustible

El hidrógeno, portador de energía limpia, es el elemento químico más abundante en el universo. A presión y temperatura normales, es un gas no metálico (H_2) incoloro, inodoro, insípido e inflamable. Es el elemento químico más ligero y abundante, y constituye aproximadamente el 75% de la materia del universo. [1]

Figura 1.1. Elemento químico Hidrógeno [1]



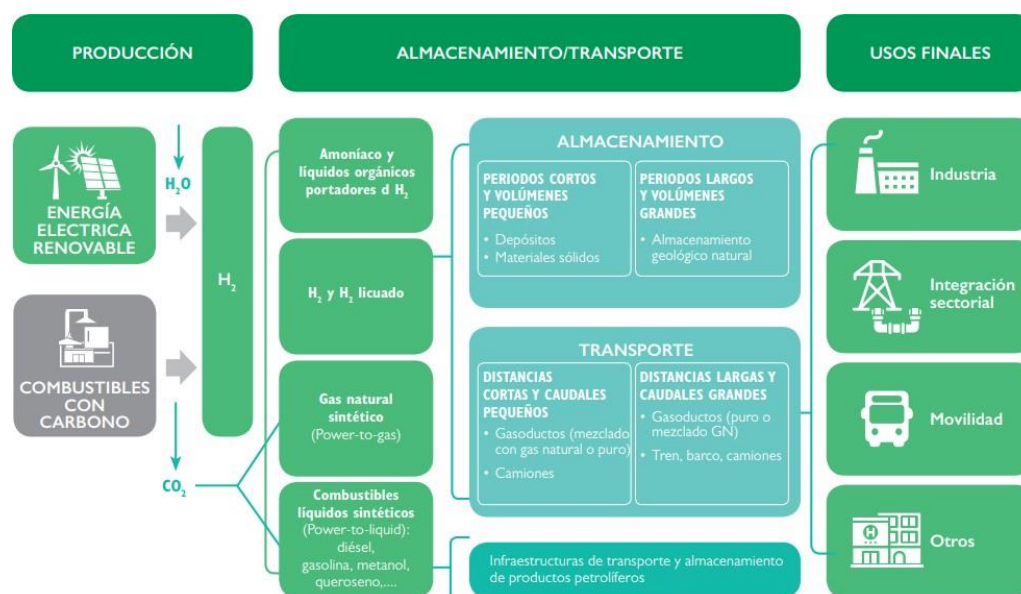
El hidrógeno no puede considerarse un combustible en sí mismo porque no se encuentra libremente en la naturaleza. Es un elemento con una gran capacidad para formar compuestos, y se encuentra generalmente en

forma de moléculas diatómicas (H_2). En el contexto de este proyecto, se define el hidrógeno como un vector energético, ya que cumple con los requisitos para serlo (es capaz de almacenar energía y liberarla posteriormente). Al igual que la electricidad, debe ser producido y transportado, pero también tiene la gran ventaja de que puede almacenarse. Se puede obtener de cualquier fuente de energía primaria, incluidas las fuentes de energía renovables. También es limpio y ecológico, no produce subproductos tóxicos durante la combustión y solo produce agua y calor, lo que lo convierte en un combustible ideal para el transporte o la generación de energía a nivel industrial y residencial.

Además, el hidrógeno también puede quemarse mediante la combustión directa con oxígeno, generando calor, que podría ser aprovechado directamente o bien convertirse en electricidad en un ciclo termodinámico. El hidrógeno tiene un poder calorífico inferior de aproximadamente 140 MJ/kg, es decir, se pueden generar 140 MJ de energía térmica por kilogramo de hidrógeno. Este poder calorífico es muy superior al de otros combustibles.

La creciente demanda energética, así como el rápido desarrollo de la tecnología del hidrógeno, han llevado a muchos países a elaborar hojas de ruta nacionales para esta tecnología. Se puede observar que la energía del hidrógeno y las pilas de combustible pueden cubrir las crecientes necesidades sociales y brindar la posibilidad de cubrir la mayoría de los campos energéticos. Así, muchos países han integrado el desarrollo de la energía del hidrógeno en sus estrategias nacionales y han puesto en marcha medidas para promover el desarrollo de la industria de las pilas de combustible.

Figura 1.2. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno [2]



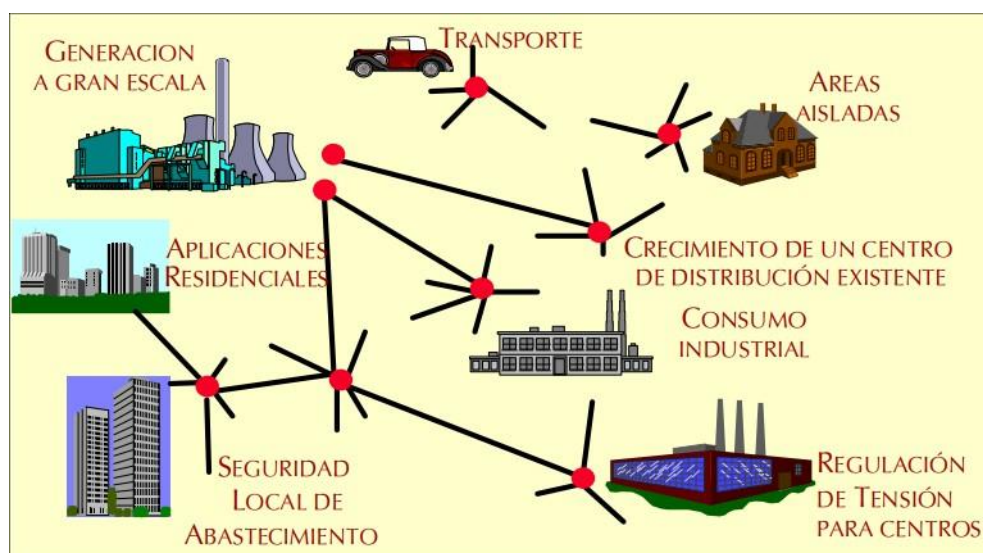
En estas hojas de ruta, los objetivos son la producción eficiente, estable, baja en carbono, de bajo costo y a gran escala. Además de la sostenibilidad ambiental, los países desarrollados con escasez de energía, como Japón, Corea del Sur y Singapur, también enfrentan problemas de seguridad energética, y el hidrógeno parece ser una opción para abordar la disponibilidad de energía a largo plazo. Japón ha desarrollado una hoja de ruta integral y detallada para la producción de hidrógeno, celdas de combustible estacionarias, vehículos de celdas de combustible y aplicaciones comerciales de 2020 a 2030. Los países en desarrollo como por ejemplo China también están desarrollando activamente infraestructura para energías renovables e hidrógeno, especialmente vehículos y estaciones de reabastecimiento de hidrógeno para cumplir con sus objetivos de sostenibilidad y la creciente demanda de energía.

1.2. Usos finales del hidrógeno

Teniendo en cuenta el contexto de este proyecto y la hoja de ruta, nos centraremos en los usos finales del hidrógeno, concretamente en el entorno industrial. Los usos finales del hidrógeno son variados y dependen en

gran medida de si ese uso se realiza directamente como hidrógeno, como portador de energía o en un producto que utiliza este hidrógeno como materia prima. Si se utiliza el hidrógeno en su forma natural, se puede utilizar directamente como combustible, portador de energía o como materia prima en la industria. En España se consumen cada año unas 500.000 toneladas de hidrógeno, en su mayoría del tipo gris. La mayor parte de este consumo se produce en las fábricas de producción de productos industriales (amoníaco) y en las refinerías (como por ejemplo las de Huelva, Cartagena, Puertollano y Tarragona). Este hecho refleja la capacidad de la industria para descarbonizar utilizando hidrógeno renovable y reemplazar el uso de hidrógeno gris con alternativas más ecológicas. [2]

Figura 1.3. Aplicaciones de la pila de combustible [3]



Desde el punto de vista industrial, podemos encontrar tres aplicaciones principales [2]:

- **Industria de refino:** el principal uso del hidrógeno en las refinerías es eliminar contaminantes del petróleo crudo o mejorar la calidad del crudo pesado utilizado como materia prima.
- **Industria química:** el hidrógeno se utiliza como materia prima para la producción de productos químicos, especialmente amoníaco y metanol, que se requieren en grandes cantidades y, por lo tanto, se utilizan como fuente para la producción de otros productos químicos como fertilizantes y biocombustibles o plásticos.
- **Industria metalúrgica:** La producción de algunas aleaciones, como el acero, requiere un consumo energético importante y se puede utilizar hidrógeno renovable como fuente de energía para alcanzar la temperatura requerida en el proceso de producción. También se puede utilizar como agente reductor, reemplazando el uso de carbón.

Además de ser una materia prima, el hidrógeno puede ser utilizado por la industria como fuente de energía en muchos procesos, como la gasificación y la fusión, debido a su mayor potencial energético que los combustibles fósiles.

1.3. Propiedades energéticas del hidrógeno

Una de las cualidades que hacen al hidrógeno un combustible interesante y competitivo para la transición energética son sus propiedades energéticas. Algunas de ellas son:

Tabla 1. Propiedades energéticas del Hidrógeno [4]

Propiedad	Valor	Unidad
Densidad (gas)	0,0899	kg/Nm ³
Densidad (líquido)	0,0708	kg/l
Poder calorífico inferior	120	MJ/kg
Poder calorífico superior	141,86	MJ/kg
Capacidad calorífica (Cp)	14,199	kJ/(kg*K)
Capacidad calorífica (Cv)	10,074	kJ/(kg*K)

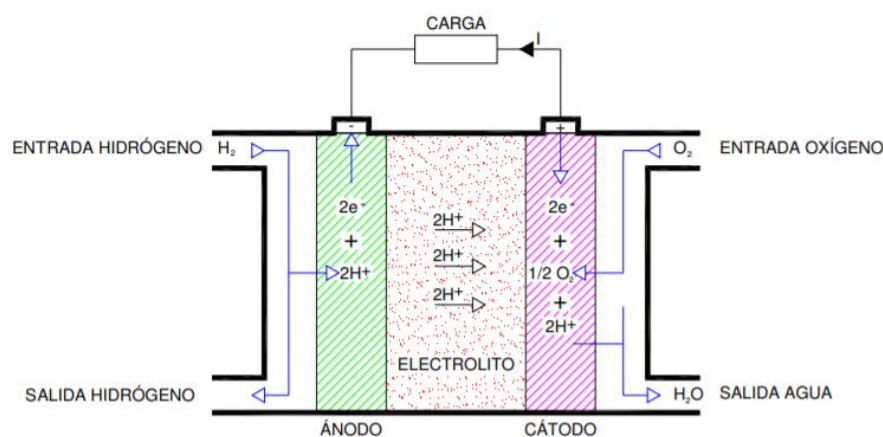
2 PILAS DE COMBUSTIBLE

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química en electricidad directamente a partir de un combustible (normalmente hidrógeno) y un oxidante (normalmente oxígeno) y produce electricidad (en forma de corriente continua), agua y calor.

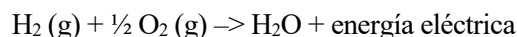
Incluye las siguientes partes:

- Electrodo. En el ánodo, el H_2 se reduce en dos protones, y en el cátodo reaccionan los protones H^+ y O_2 .
- Electrolitos. Separa gases, asegura el movimiento de iones H^+ hacia el cátodo y separa electrones.
- Placas bipolares. Separan las celdas, conducen los gases y evacúan el agua.

Figura 2.1. Esquema de una pila de combustible [1]



La reacción principal en la pila de combustible es combinación de hidrógeno y oxígeno para formar agua y energía eléctrica:



Las reacciones que tienen lugar en cada uno de los electrodos son [1]:

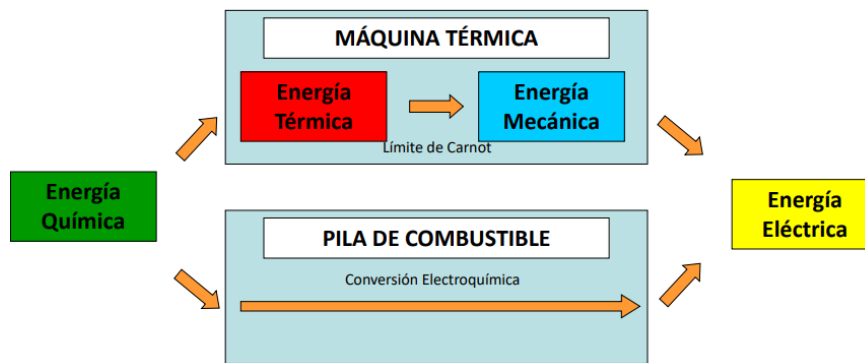
Reacción en el ánodo: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$

Reacción en el cátodo: $\frac{1}{2} O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$

Reacción global: $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O$

Cuando el hidrógeno se oxida eléctricamente en una celda de combustible, se produce agua pura como subproducto y no se produce carbono. El hidrógeno se ha consolidado como un nuevo vector energético, más allá de su función habitual como materia prima industrial, principalmente para la producción de amoníaco, metanol y refino de petróleo. El hidrógeno se utiliza cada vez más en muchos otros campos, como el transporte, la energía y la tecnología militar, debido a su alta eficiencia y bajas emisiones.

La diferencia entre pila de combustible y batería es que una batería es un elemento que almacena energía eléctrica, la energía máxima disponible está determinada por la cantidad de reactivos químicos almacenados en la propia batería, mientras que las pilas de combustible no son un almacenamiento de energía, sino que además requieren un suministro constante de combustible y oxidantes que permiten reacciones químicas para convertir la energía química del combustible en electricidad.

Figura 2.2. Transformaciones energéticas en una pila de combustible

Las pilas de combustible son una de las tecnologías más limpias y eficientes para generar electricidad. Como no hay combustión, no hay ninguno de los contaminantes que comúnmente producen las calderas y los hornos, manteniendo los niveles de gases contaminantes muy bajo. Para los sistemas diseñados para consumir hidrógeno directamente, los únicos productos son electricidad, agua y calor. Es una tecnología importante para una variedad potencialmente amplia de aplicaciones, incluida la energía eléctrica in situ para viviendas y edificios comerciales; energía suplementaria o auxiliar para abastecer sistemas de automóviles, camiones y aeronaves; energía para el transporte personal, masivo y comercial. Estas aplicaciones se encuentran en un gran número de industrias en todo el mundo.

Sin embargo, a diferencia de las baterías, el agente reductor y el oxidante en la pila de combustible deben reponerse constantemente para permitir una operación continua. Las pilas de combustible son especialmente muy parecidas a los electrolizadores, lo que permite que, al funcionar a la inversa de estos, sea posible almacenar energía en las pilas. Aunque las pilas de combustible pueden manejar una amplia variedad de combustibles y oxidantes, hoy en las de mayor interés son aquellas pilas de combustible que utilizan combustibles comunes (o sus derivados) o hidrógeno como reductor y aire ambiental como oxidante.

La mayoría de los sistemas de celdas de combustible se componen de:

- Celdas unitarias. En ellas tienen lugar las reacciones electroquímicas.
- Pilas. Las celdas individuales se combinan de forma modular al conectarlas eléctricamente para formar unidades con la potencia de salida deseada.
- Balance de planta. Engloba el conjunto de componentes que proporcionan acondicionamiento de la corriente de alimentación (incluido un inyector de combustible si fuera necesario) y acondicionamiento eléctrico y térmico.

2.1 Tipos de pilas de combustible

En general, las pilas de combustible se clasifican principalmente en función del electrolito que utilizan. Esto determina el tipo de reacciones químicas que ocurren en la celda, el tipo de catalizadores necesarios para que tenga lugar la reacción, el rango de temperatura de operación de la celda y el combustible requerido. Estas características también afectarán al tipo de aplicaciones de estas pilas.

Hay diferentes tipos de pilas de combustible, cada uno de ellos con sus propias ventajas, características y posibles aplicaciones [1]:

- Pila de combustible de intercambio protónico (PEMFC).
- Pila de combustible de ácido fosforico (AFC).
- Pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC).
- Pila de combustible de óxidos sólidos (SOFC).
- Pila de combustible de metanol directo (DMFC).

En términos generales, la elección del electrolito dicta el rango de temperatura de funcionamiento de la pila de combustible. La temperatura de funcionamiento y la vida útil de una pila de combustible dictan las propiedades

fisicoquímicas y termomecánicas de los materiales utilizados en los componentes de la celda (es decir, electrodos, electrolito, interconexión, colector de corriente, etc.).

Tabla 2. Comparativa de las pilas de combustible [3]

Tipo	Electrolito	Combustible	T ^a funcionamiento	Densidad de corriente	Rango de potencia	Aplicaciones
PEMFC	Membrana	H ₂	70-80°C	Alta	5-250 kW	Espacial, Generación estacionaria, Aplicaciones móviles...
AFC	Alcalino	H ₂	70-100°C	Alta	5-150 kW	Espacial, Generación estacionaria, Aplicaciones móviles...
MCFC	Carbonatos fundidos	H ₂ , CH ₄	600-650°C	Moderada	100 kW-2 MW	Producción eléctrica base, cogeneración
SOFC	Óxidos sólidos	H ₂ , CH ₄ , CO ₂	800-1000°C	Alta	100-250 kW	Producción eléctrica base, cogeneración
DMFC	Membrana	CH ₃ OH	70-80°C	Moderada	5 kW	Generación estacionaria, Aplicaciones móviles...

Acorde al alcance de este trabajo, únicamente se tendrán en cuenta las Pilas de Combustible tipo SOFC, ya que se son las más utilizadas en los procesos industriales debido a sus altas temperaturas de trabajo.

2.2 Pila de combustible de óxido sólido

Las pilas de combustible de óxido sólido (Solid Oxide Fuel Cells, "SOFC") están compuestas únicamente por materiales sólidos, lo que simplifica su funcionamiento en comparación con otros elementos porque solo hay dos estados que interactúan dentro de la celda (sólido y gas). Fue desarrollado a partir del descubrimiento de que el óxido de circonio (ZrO₂) dopado con pequeñas cantidades de otros elementos (calcio, magnesio o itrio) y sometido a altas temperaturas (600°C a 1000°C) se convertía en un buen conductor de electricidad de iones, pero no de electrones.

Desde su invención en 1930, los materiales de las baterías SOFC han evolucionado utilizando óxido de circonio dopado con itrio (3% a 8% Y₂O₃) u óxido de cerio dopado con gadolinio (CeO₂) (10% GdO) como electrolito. Los electrodos utilizan otros óxidos sólidos compatibles con el electrolito para garantizar un buen contacto y, por lo tanto, la estabilidad de la batería. Para el cátodo se utiliza una mezcla sólida de manganeso-estroncio-lantano o manganeso-estroncio-cobalto-hierro, para el ánodo se utiliza una cerámica de níquel-metal (compuesto metal-cerámica).

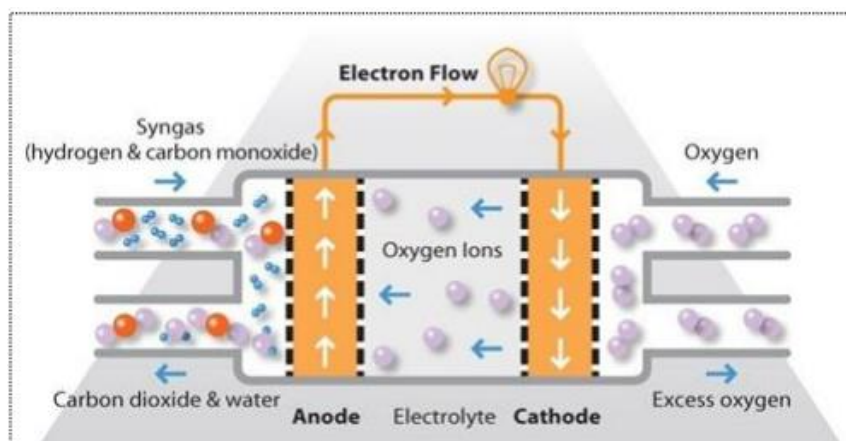
La elección del material para una batería de alta temperatura de este tipo es importante ya que debe tener propiedades iónicas y conductoras, capacidad electrolítica y ser capaz de soportar las condiciones extremas a las que se ve sometida. Este aspecto implica el uso de materiales más caros que los que componen las baterías MCFC.

Las pilas SOFC funcionan con aire en el cátodo e hidrógeno en el ánodo, aunque debido a las altas temperaturas a las que operan, también pueden funcionar con gas natural. Una vez que se eliminan los posibles sulfuros en el gas, se convierte bajo presión y temperatura en monóxido de carbono e hidrógeno que puede ser utilizado por una batería, como con el ánodo de una batería MCFC. Debido a la acción catalítica del níquel a altas temperaturas, se liberan moléculas de hidrógeno de sus protones y electrones. Luego viajará al cátodo a través del circuito externo, haciendo trabajo eléctrico y reaccionando con las moléculas de oxígeno tan pronto como lleguen al cátodo. En este electrodo se forman iones de oxígeno, los cuales pasan a través del electrolito hacia el ánodo, donde se formará como residuo agua más el posible dióxido de carbono del combustible utilizado.

Cuando se usa hidrógeno puro en el ánodo, las reacciones que ocurren en una SOFC son las siguientes:

- Reacción anódica: $H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$
- Reacción catódica: $\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$
- Reacción global: $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow 2H_2O$

Figura 2.3. Funcionamiento pila SOFC [5]



2.2.1 Aplicaciones de la pila SOFC

Las altas temperaturas a las que operan las celdas de óxido sólido limitan su uso. Para funcionar correctamente, requieren un tiempo de calentamiento más largo que otras baterías porque deben alcanzar la temperatura de funcionamiento. Además, tener que superar gradientes de temperatura tan altos significa que estas baterías son susceptibles de degradarse cuando se encienden y apagan con frecuencia, lo que las hace inadecuadas para aplicaciones electrónicas o automotrices. Por tanto, la principal aplicación de esta tecnología de baterías es en la generación de energía estática, aunque existen prototipos de coches con este sistema integrado.

En términos de generación estática, existen diferentes implementaciones para las pilas SOFC. Siemens Westinghouse Power Corporation tiene prototipos SOFC tubulares de 25kW que se han utilizado para construir una planta de energía de 250kW, como la planta de Nikiska en Alaska. El hecho de que operen a temperaturas tan altas permite que estas centrales utilicen sistemas de cogeneración para alimentar turbinas de gas o utilizar el calor excedente para calefacción o producción de agua caliente. La eficiencia que pueden alcanzar las baterías SOFC es la más alta jamás alcanzada en la producción de energía, hasta un 90%.

Uno de los problemas importantes de los sistemas SOFC a pequeña escala es superar la pérdida de calor. Cuanto mayor sea la pérdida de calor, más regeneración se requiere para mantener la celda de combustible dentro del rango de temperatura de funcionamiento aceptable y así garantizar un funcionamiento adecuado.

En cuanto al uso de esta tecnología en vehículos, reconocidas marcas de automóviles como Nissan están

desarrollando esta tecnología para sus vehículos. El prototipo de Nissan incluye un vehículo eléctrico con una batería de iones de litio alimentado por una batería SOFC que produce hidrógeno mediante la conversión de etanol, un biocombustible que se puede producir a partir del maíz, la soja o la caña de azúcar. Así, su único depósito de combustible de 30 litros se llenará de etanol, que al pasar por la pila de combustible cargará la batería del vehículo o alimentará directamente el motor, según las necesidades de cada momento. Otras características del vehículo, según Nissan, son una batería de 24 kWh, una batería SOFC de 5 kW y una autonomía de más de 600 km.

2.2.2 Ventajas y desventajas

Teniendo en cuenta todo lo desarrollado en los apartados anteriores y en el contexto de este proyecto, podemos concluir que la Pila SOFC presenta una serie de ventajas y desventajas en sus aplicaciones.

Como ventajas encontramos:

- Pueden aprovechar el calor que desprende el dispositivo para la evaporación de agua, que a su vez puede convertirse también en electricidad (alto rendimiento en sistemas de cogeneración).
- Pueden usar gran variedad de combustibles y catalizadores (como por ejemplo hidrocarburos).
- Resistentes a la corrosión.
- Pueden generar grandes potencias.
- La ausencia de partes móviles (salvo por bomba de alimentación o evacuación de gases) debería resultar en sistemas más fiables (menos averías).
- Es una tecnología silenciosa, lo cual ayuda a reducir la contaminación por ruido.
- Bajas emisiones de gases contaminantes (NO_x, CO₂).

Por otro lado, como desventajas:

- Problema de diseño de materiales que funcionen eficientemente a las altas temperaturas de trabajo que presenta la pila.
- Tienen un alto tiempo de arranque, lo cual puede dificultar la puesta en marcha de la planta, así como paradas de mantenimiento.

3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE POTENCIA

En este trabajo se analizará y se evaluará la posibilidad de la implantación de la pila de combustible de óxido sólido en diferentes Sistemas de Producción de Potencia.

La pila SOFC está diseñada teniendo en cuenta una amplia variedad de aplicaciones de generación de energía. Por lo tanto, van desde dispositivos móviles (cargadores de 500 W), pequeños sistemas de energía (generadores con una capacidad de varios kW) hasta plantas de energía distribuida (sistemas con una capacidad de varios MW).

El calor residual de la pila SOFC se puede utilizar conectando la pila a una máquina, sistema o instalación térmica. Los sistemas combinados o híbridos de celdas de combustible y motores térmicos logran una mayor eficiencia global.

Las baterías SOFC tienen una alta eficiencia de conversión de energía y producen pequeñas cantidades de compuestos de nitrógeno y oxígeno (NOx), por lo que se consideran respetuosas con el medio ambiente. Sin embargo, son el tipo de celda de combustible técnicamente menos avanzado y, por lo tanto, plantean un gran desafío de ingeniería en términos de diseño y selección de materiales.

El objeto de este trabajo es realizar una revisión del estado del arte en la implementación de la pila de combustible en los diferentes sistemas de producción de potencia (Motor de Combustión Interna Alternativo, Turbina de Gas y Turbina de Vapor/Ciclo Rankine), así como sus distintas aplicaciones.

3.1 Motor de combustión Interna Alternativo

Un motor térmico es un conjunto de elementos mecánicos que permite intercambiar energía con el exterior (generalmente a través de un eje) a partir de la energía térmica generada en el mismo. Un motor de combustión interna es un motor térmico en los que la cesión de calor al fluido de trabajo se produce mediante una combustión que tiene lugar en el propio seno del fluido de trabajo.

Los motores de combustión interna tienen:

- Posibilidad de combustibles líquidos de alta densidad energética (muy adecuado para el transporte)
- Rendimiento termodinámico comparativamente alto (50% aproximadamente)
- Amplio rango de potencias (0,1 kW – 100 MW)
- Buen rendimiento a carga parcial
- Disposiciones constructivas muy variadas

Entre sus campos de aplicación, se distinguen por un lado los motores dedicados a la propulsión, y por otro los empleados en procesos estacionarios.

En cuanto a los empleados para la propulsión, encontramos:

- Transporte por carretera (automóviles, camiones...).
- Maquinaria de obras públicas (palas cargadoras, excavadoras...).
- Maquinaria agrícola (tractores, cosechadoras...).
- Propulsión ferroviaria, marítima y aérea.

Y los empleados en procesos estacionarios:

- Accionamiento rural (cortacéspedes, sierras mecánicas...)
- Grupos generadores de energía eléctrica (centrales eléctricas y grupos de emergencia).
- Accionamiento industrial (bombas, compresores...).

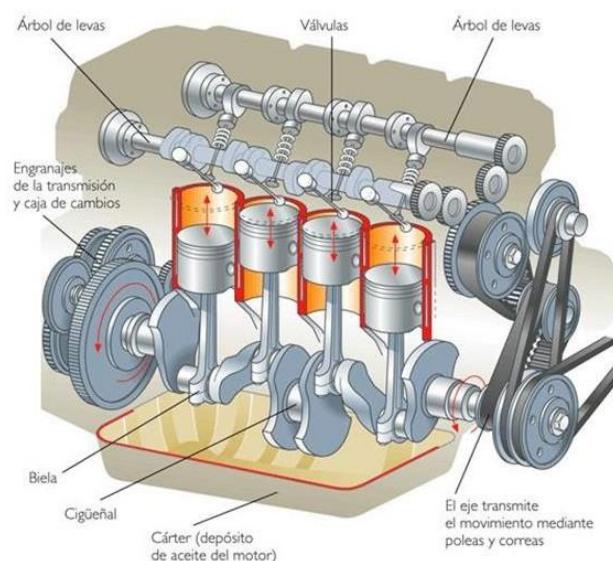
Podemos hacer una primera clasificación de los MCIA en función de:

- Forma de realizar el ciclo: 4 Tiempos/2 Tiempos
- Proceso de combustión: MECH/MEC
- Tipo de refrigeración
- Disposición de los cilindros
- Presión de admisión

3.1.1 Fases de un MCIA

1. Admisión. Se abre la válvula de admisión y deja entrar la mezcla aire y gasolina mientras el pistón desciende, deja espacio y succiona la mezcla.
2. Compresión. La mezcla aire-gasolina se comprime con el ascenso del pistón.
3. Combustión. El distribuidor manda a cada una de las bujías una descarga suficiente para crear una chispa dentro de la cámara del pistón. Esto prende la mezcla aire y combustible, creando suficiente fuerza como para empujar el pistón hacia abajo haciendo que la biela mueva el cigüeñal.
4. Escape. Los gases de combustión salen por la válvula de escape mientras el pistón sube para completar el ciclo. Tan pronto como el pistón sube para esto, se vuelve al punto 1 y se repite el ciclo de renovación de la carga.

Figura 3.1. Partes de un MCIA [6]



3.1.2 Sistema híbrido SOFC+MCIA

La tecnología del motor de combustión interna tiene más de un siglo de antigüedad, durante este período continúa desarrollándose y muestra un alto grado de madurez. Con el desarrollo de los carburadores, los hidrocarburos como la gasolina comenzaron a dominar el combustible de arranque de los motores de combustión interna y el interés por el hidrógeno disminuyó significativamente. Sin embargo, el hidrógeno se usa ampliamente en la industria aeroespacial porque tiene la relación energía-peso más alta de todos los combustibles. Las preocupaciones sobre la contaminación del aire y las regulaciones cada vez más estrictas, así como el creciente interés en reducir la dependencia de los combustibles fósiles, han reavivado el interés por el hidrógeno como combustible en los últimos años. El actual motor de combustión interna de hidrógeno es una tecnología económica y fiable.

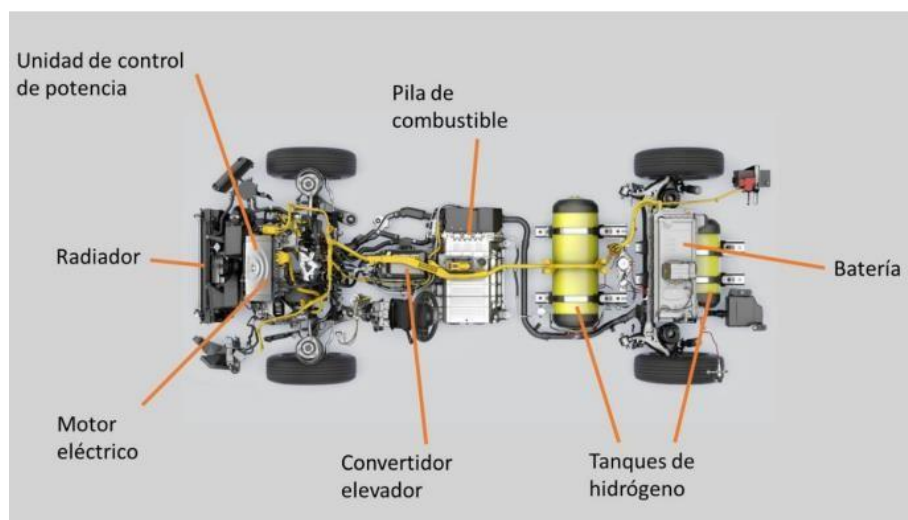
Cuando se utiliza hidrógeno como combustible, se utiliza el compuesto químico con la mayor relación energía-masa, por lo que el rendimiento de 1 gramo de hidrógeno puede mejorar más que el de 1 gramo de gasolina. La principal diferencia entre los motores de gasolina es que, en lugar de los gases nocivos del óxido nitroso, los

motores de hidrógeno producen agua como producto principal de su ciclo de combustión. Cabe señalar que las emisiones de NOx siguen siendo generadas por el calor del motor, aunque son significativamente más bajas que en los motores de gasolina y pueden eliminarse mediante un sistema de postratamiento de gases de escape.

Por otro lado, debido a la diferencia entre los dos combustibles, los tipos de relación aire-combustible, presión, tiempo de encendido y potencia difieren mucho. Por ejemplo, el hidrógeno puede tener una relación aire-combustible baja (180:1) pero una relación de compresión mucho más alta debido a su octanaje más alto.

En otras palabras, tiene la relación energía-combustible más alta, puede usarse en dosis muy bajas para reducir el consumo de combustible y tiene un número de octano alto para aumentar la compresión. Sin embargo, no todos son ventajas. El mayor problema del hidrógeno es que al ser un gas, su energía depende de su densidad de masa, por lo que tiene que estar bajo una gran presión para lograr una alta eficiencia, cosa que no ocurre con una celda (contenedor). Además, en el diseño general, los motores alternativos de combustión interna tienen limitaciones muy notorias, es decir, su eficiencia no supera la tercera parte de la eficiencia que puede proporcionar el combustible. [7]

Figura 3.2. Estructura del modelo 2020 del Toyota Mirai [8]



Hay dos tipos principales de motores de combustión interna que utilizan hidrógeno como combustible: el motor convencional de cuatro tiempos y el motor rotativo Wankel (impulsado por hidrógeno). Un aspecto sensible que considerar en un motor convencional de cuatro tiempos impulsado por hidrógeno es la posibilidad de preencendido de hidrógeno/oxígeno, conocido como autoencendido. El problema del autoencendido también puede ocurrir en los motores de gasolina, pero con el hidrógeno esto se vuelve más importante porque el hidrógeno requiere menos energía para encenderse y la llama de hidrógeno también se mueve más rápido. Para superar estos inconvenientes, los motores de hidrógeno de cuatro tiempos normalmente tienen cámaras de combustión, válvulas de refrigeración y bujías más pequeñas hechas de materiales con alta conductividad térmica.

Los motores de combustión de hidrógeno de cuatro tiempos proporcionan entre un 25 y un 30 % más de eficiencia que los motores de gasolina de prestaciones similares. Además, si se inyecta hidrógeno en un estado no líquido, la eficiencia puede ser mayor, lo que resulta en un desgaste mucho mayor de las partes móviles del sistema de inyección. Los motores de combustión interna que funcionan con gas natural se pueden convertir con algunas modificaciones para usar hidrógeno como combustible. Además, debido al gran margen de inflamabilidad del hidrógeno en comparación con otros combustibles, los motores de hidrógeno pueden funcionar con relaciones aire/hidrógeno de 1/34 a 1/180. [6]

El principal problema en el desarrollo del motor de hidrógeno es el riesgo de combustión espontánea. Este es un problema mucho más serio en los motores de hidrógeno que en otros motores de combustión interna debido a la menor energía de ignición y al mayor rango de inflamabilidad del hidrógeno. El encendido espontáneo ocurre cuando la mezcla de combustible en la cámara de combustión se enciende antes de que se enciendan las bujías, lo que hace que el vehículo sea ineficiente.

También puede ocurrir si la combustión se produce cerca de la válvula de admisión de combustible y la llama

regresa al sistema de inducción. La forma más eficaz de combatir la combustión espontánea y la explosión es adaptar un motor de hidrógeno, especialmente la cámara de combustión y el sistema de refrigeración.

Dado que los hidrocarburos no quemados no son un problema en un motor de hidrógeno, se puede usar una gran relación carrera/diámetro interior. Además, se requieren dos bujías para adaptarse a la mayor amplitud de la velocidad a la que se produce la llama. Los sistemas de refrigeración deben estar diseñados para proporcionar un flujo uniforme a todas las áreas enfriadas. Otras medidas para reducir la posibilidad de autoignición incluyen el uso de dos válvulas de escape pequeñas en lugar de una válvula grande y el desarrollo de sistemas de limpieza eficientes, es decir, expulsar los gases de escape de la cámara de combustión con aire.[6]

3.1.2.1 Rendimiento térmico

El rendimiento teórico de un motor de ciclo Otto se basa en la relación de compresión del motor y el coeficiente de dilatación adiabática del combustible, tal que:

$$\eta_{térmico} = 1 - \frac{1}{\left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{\gamma-1}} \quad (1)$$

donde:

V_1/V_2 = Relación de compresión.

γ = Coeficiente de dilatación adiabática (relación de capacidades caloríficas).

$\eta_{térmico}$ = Rendimiento térmico teórico.

Esto significa que cuanto mayor sea la relación de compresión, mayor será el rendimiento. El límite de la relación de compresión del motor se determina en función de la resistencia del combustible al proceso de autoignición. La alimentación pobre de hidrógeno (alta relación aire-hidrógeno) hará que sea menos propenso a la combustión espontánea que la gasolina convencional y, por lo tanto, puede soportar relaciones de compresión más altas. [9]

3.1.2.2 Potencia

La potencia máxima teórica de un motor de hidrógeno depende de la relación aire-combustible y del método de inyección de combustible.

La relación aire/combustible de equilibrio para el hidrógeno es 34/1. A este ritmo, el hidrógeno ocupará el 29% del volumen de la cámara de combustión, dejando solo el 71% de aire. Por lo tanto, la composición energética de esta mezcla será menor que la del combustible gasolina, debido a que la gasolina es un líquido, por lo que ocupa un volumen muy pequeño en la cámara de combustión, permitiendo que entre más aire. Dado que los sistemas de inyección directa e indirecta mezclan bien el combustible y el aire antes de entrar en la cámara de combustión, estos sistemas limitan la potencia máxima que se puede alcanzar a alrededor del 85 % de la capacidad del motor de gasolina. En un sistema de inyección directa, que mezcla combustible con aire después de que se cierra la válvula de admisión (con solo aire en la cámara de combustión), la potencia máxima del motor puede ser aproximadamente un 15 % mayor que la de un motor de gasolina. [6]

Por lo tanto, dependiendo del uso de combustible, la potencia máxima de un motor de hidrógeno puede ser un 15 % superior o un 15 % inferior a la de un motor de gasolina si se utiliza una relación aire/combustible isostática. Sin embargo, con una relación aire/combustible equilibrada, debido a la temperatura de combustión muy alta, se formará más óxido de nitrógeno (NOx), que es un contaminante tóxico. Dado que una de las razones principales para usar hidrógeno como combustible de motor es reducir las emisiones, los motores de hidrógeno generalmente no están diseñados para operar en relaciones isotrópicas de presión aire-combustible.

Los motores de hidrógeno generalmente están diseñados para usar el doble de la cantidad de aire teóricamente necesaria para una combustión completa. Con esta relación aire/combustible, la formación de óxidos de nitrógeno es prácticamente nula. Sin embargo, también reduce la potencia a la mitad que un motor de gasolina de tamaño similar. Para compensar esta pérdida de energía, los motores de hidrógeno suelen ser más grandes que los motores de gasolina o están sobrealimentados (por ejemplo, a partir de un turbocompresor). [9]

3.2 Turbina de Gas

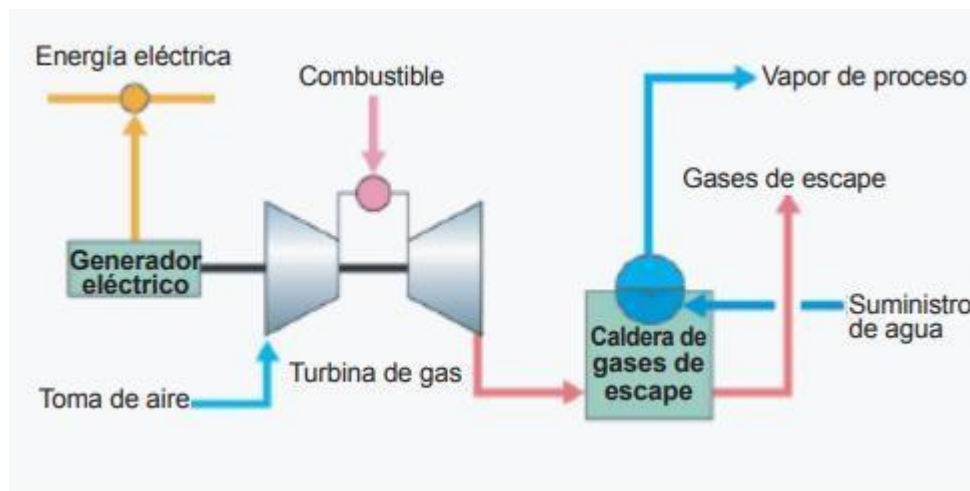
Las turbinas de gas son máquinas térmicas que pertenecen al grupo de turbomáquinas térmicas generadoras, que operan desde baja potencia (30 kW para micromotores) hasta 500 MW. Por tanto, compiten tanto con motores alternativos como con centrales térmicas de vapor de baja y media potencia. Su principal ventaja es el peso y la masa reducidos (muy compactos) en comparación con la fuerza y flexibilidad del proceso. Esto las convierte en máquinas utilizadas en determinadas aplicaciones, como la generación de energía y la propulsión de barcos y aeronaves. Como máquinas rotativas, tienen la ventaja sobre los motores alternativos de que no hay movimiento alternativo ni fricción entre las superficies duras (por ejemplo, entre el pistón y camisa), lo que da como resultado menos problemas de equilibrio y menor consumo de aceite ya que no hay contacto con superficies sobrecalentadas o productos de combustión. [9]

En comparación con las turbinas de vapor, las turbinas de gas requieren una refrigeración significativamente menor y, por lo tanto, son mucho más fáciles de instalar. Además, su baja inercia térmica les permite alcanzar la plena carga en poco tiempo, lo que los convierte en una buena opción para aplicaciones que requieren cambios rápidos de carga (control de red o suministro eléctrico). Esta simplicidad, en comparación con las turbinas de vapor y los motores alternativos, brinda a las turbinas de gas dos ventajas adicionales: facilidad de mantenimiento y alta confiabilidad. En otras palabras, los requisitos bajos de lubricación y enfriamiento, la combustión continua y la ausencia de movimiento alterno reducen la posibilidad de falla. Una central eléctrica de turbina de gas puede alcanzar fácilmente valores de disponibilidad superiores al 95 % y valores de fiabilidad de alrededor del 99 % si la central está bien diseñada, construida, gestionada y mantenida. Sin embargo, también tiene desventajas significativas: alta velocidad y baja eficiencia (30-35%) en comparación con los motores alternativos (50%) o las turbinas de vapor (alrededor del 40%).

Normalmente, se entiende por turbina de gas el conjunto formado por los siguientes elementos:

- Compresor, responsable de la elevación de presión del fluido de trabajo.
- Sistema de aporte de calor al fluido.
- Turbina, elemento expensor.

Figura 3.3. Partes de una Turbina de Gas [10]



3.2.1 Principio de funcionamiento

Una turbina de gas es un motor térmico giratorio en el que se genera energía mecánica a partir de la energía proporcionada por el combustible y se libera una gran cantidad de calor en forma de gas caliente con un alto contenido de oxígeno. El ciclo termodinámico que sigue esta turbomáquina es el ciclo Brayton: máquina funciona en ciclo abierto porque el fluido que circula por ella se renueva constantemente. El aire se extrae de la atmósfera y se comprime antes de entrar en la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se enciende. Los gases de escape pasan a través de la turbina. Allí, los ejes que impulsan el compresor y el generador se expanden y se accionan. [31]

Los principales componentes de la Turbina de Gas son:

- Admisión de aire

El sistema de admisión de aire incluye los elementos necesarios para asegurar el suministro de aire a la turbina en las condiciones adecuadas de presión, temperatura y limpieza. Para ello, cuenta con filtros para eliminar posibles contaminantes del aire y un sistema de regulación de temperatura para facilitar al máximo el flujo de aire hacia la turbina.

- Compresor de aire

El trabajo del compresor es comprimir el aire de combustión antes de que ingrese a la cámara de combustión. Esta relación varía entre turbinas, pero normalmente está entre 10:1 y 40:1 y consume más de la mitad del trabajo realizado por la turbina. La cantidad de aire que ingresa a la cámara de combustión se controla variando el ángulo de los álabes del compresor. Cuanto mayor sea el ángulo, mayor será la cantidad de aire que ingresa al compresor

- Cámara de combustión

En ella se produce la combustión a presión constante (normalmente entre 16 y 50 bar) del combustible con aire. Para ello se utiliza una gran cantidad de aire porque las altas temperaturas que se alcanzan durante la combustión pueden dañar los materiales de la cámara. Además de proteger el material, este exceso de aire también ayuda a bajar un poco la temperatura.

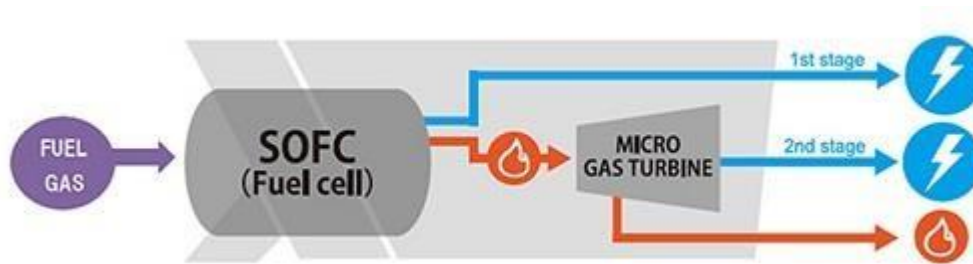
Otra parte circula por el interior de los álabes de la turbina, donde sale por orificios en los bordes formando una película en la superficie de los álabes.

- Turbina de expansión

Una turbina es donde la energía contenida en el gas en forma de presión y temperatura se convierte en energía mecánica (en forma de rotación del eje). Una parte importante de esta energía es absorbida directamente por el compresor. Los gases entran en la turbina a una temperatura de 1200-1400 °C y una presión de unos 10-30 bar y salen a una temperatura de unos 450-600°C. Esta alta temperatura permite aprovechar la energía contenida en ellos para mejorar el rendimiento de la turbina (sistema regenerativo).

3.2.2 Sistema híbrido SOFC+TG

El uso de hidrógeno como combustible para turbinas de gas ha sido probado en la industria, pero para el uso correcto y seguro del hidrógeno en turbinas de gas, se debe tener en cuenta que existen diferencias significativas entre las características de las turbinas de gas que utilizan hidrógeno o combustibles fósiles como combustibles (como el gas natural). Además de las diferencias en las características del combustible utilizado, se debe considerar el impacto en todos los sistemas de turbinas de gas, así como el balance general. Las turbinas de gas pueden configurarse para funcionar con hidrógeno o combustibles similares como un dispositivo nuevo, o reacondicionarse incluso después de largos períodos de funcionamiento con combustibles convencionales como el gas natural. La reconfiguración requerida de la turbina de gas de hidrógeno depende de la configuración inicial de la turbina de gas y del balance general de la instalación, así como de la concentración de hidrógeno deseada en el combustible. Sin embargo, una cámara de combustión de una turbina de gas convencional no puede quemar hidrógeno puro. Esto significa que existe un mayor riesgo de degradación que puede dañar los inyectores de aire y otras partes de la turbina. Como resultado, las cámaras de combustión de las turbinas de gas tradicionales tuvieron que ser rediseñadas para quemar hidrógeno puro. Recientemente se ha avanzado considerablemente en el diseño de cámaras de combustión con mayor contenido de hidrógeno que en el gas natural. [9]

Figura 3.4. Esquema sistema híbrido SOFC + microturbina [11]

Los principales fabricantes se han fijado el objetivo de producir turbinas de gas capaces de quemar hidrógeno puro sin comprometer el rendimiento, el tiempo de arranque y las emisiones de NOx, y también desarrollar tipos de quemadores de emisiones lo suficientemente bajas como para satisfacer la demanda en las próximas décadas.

Si bien un sistema híbrido se puede simplificar como una celda de combustible sobrealimentada, es más fácil crear un sistema similar a una turbina de gas con un ciclo regenerativo. De hecho, el sistema híbrido en su configuración más habitual es la turbina de gas regenerativa, en la que la fuente de calor de la cámara de combustión se sustituye total o parcialmente por una pila de combustible.

La generación de baterías SOFC es muy popular. El sistema se considera una fuente de energía prometedora debido a su alta eficiencia y bajas emisiones. La turbina de gas combinada y el sistema de chimenea SOFC ofrecen una mayor eficiencia que ambos sistemas por separado. Este hecho, unido a la compatibilidad y eficacia de ambos sistemas, indica que su desarrollo y comercialización en los próximos años es inevitable.

En las turbinas de gas comerciales modernas, la temperatura del gas de entrada requerida es más alta que la del gas del cátodo que sale del tubo SOFC, por lo que se requiere más combustible en este punto del ciclo para elevar la temperatura. Sin embargo, se puede evitar el uso de este combustible si la SOFC contiene combustible sin quemar y su temperatura es demasiado alta, ya que al quemar esta parte del combustible le permite alcanzar la temperatura requerida.

De particular interés es la combinación de la pila SOFC con turbinas de gas pequeñas (<1 MW) o microturbinas. Estos sistemas brindan una solución a algunos de los problemas que enfrentan las turbinas de gas, como la baja eficiencia y las emisiones de NOx asociadas con la operación del quemador. Las emisiones de SOFC comprimidas reemplazan los quemadores de las turbinas de gas y los equipos clave. El gas que sale de la chimenea es relativamente limpio y entra en la turbina a una temperatura de unos 900°C, que cumple con sus condiciones. Además, el sistema híbrido SOFC-TG mostró respuestas transitorias aceptables a los cambios de carga [9].

Algunas de las características de este sistema:

- El calor generado por la oxidación electroquímica se utiliza para precalentar el aire que entra en la chimenea (en este caso actuando como refrigerante) como un sistema de calefacción regenerativo. En este sentido, el proceso de regeneración es más intenso que el de una turbina de gas convencional, y el aire entra en la zona de reacción a mayor temperatura.
- La oxidación del combustible ocurre por una reacción electroquímica más eficiente que la combustión convencional. Además, la oxidación del combustible tiene lugar a una temperatura casi constante, lo que aumenta la eficiencia del sistema a una determinada temperatura en la entrada de la turbina.
- Cuando el combustible se oxida, el aire que circula dentro del elemento no solo genera calor, sino también electricidad. Esta energía puede representar alrededor del 60-70% de la energía total generada por el sistema. [9]

3.2.2.1 Rendimiento térmico

El rendimiento térmico teórico ($\eta_{\text{térmico}}$) del ciclo de turbina de gas ideal se puede estimar a partir de la siguiente ecuación [9]:

$$\eta_{\text{térmico}} = \frac{\frac{\tau}{\theta} \eta_c \eta_t - 1}{\left(\frac{\tau - 1}{\theta - 1}\right) \eta_c - 1} \quad (2)$$

siendo:

$$\tau = T_3/T_1$$

$$\theta = T_2/T_1$$

η_c = la eficiencia adiabática del compresor

η_t = la eficiencia adiabática de la turbina.

3.2.2.2 Configuraciones

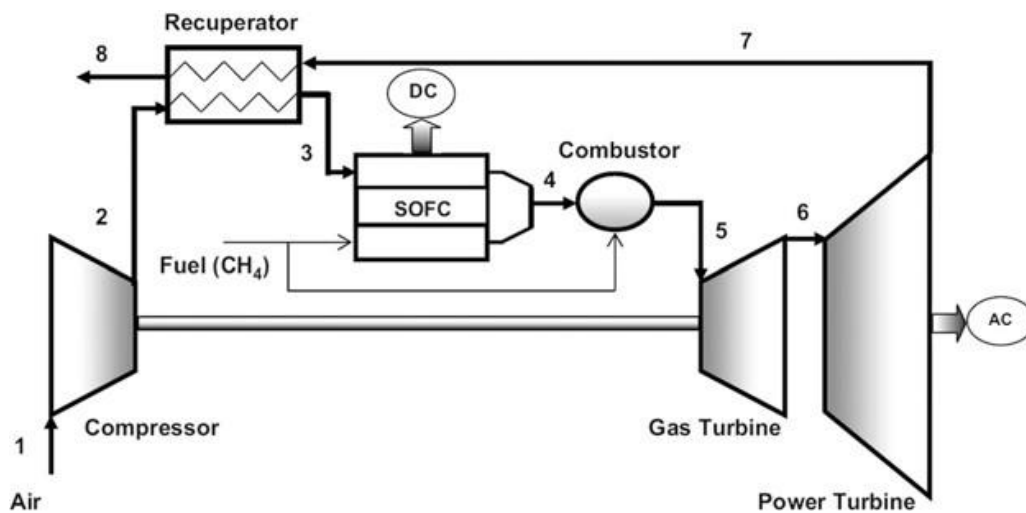
Existen varios tipos de configuración posibles para crear un sistema híbrido, incluido el ciclo de gas, el ciclo de vapor o ambos. El uso de circuitos de vapor para recuperar la energía contenida en el escape de una chimenea caliente no parece ser una alternativa viable ya que aumenta mucho la complejidad de la instalación.

Generalmente, las turbinas de gas se pueden conectar a la SOFC de dos formas: directa e indirecta.

3.2.2.2.1 Integración directa

El sistema integrado directamente incluye una pila de combustible, una turbina de gas y dos intercambiadores de calor. El intercambiador de calor calienta el aire y el combustible que ingresan a la chimenea, utilizando el calor del escape de la turbina. El gas se comprime en la entrada y se calienta antes de ingresar a la celda de combustible, donde se genera electricidad. El gas de escape se utiliza para generar trabajo en la turbina.

Figura 3.5. Integración directa SOFC + TG [7]

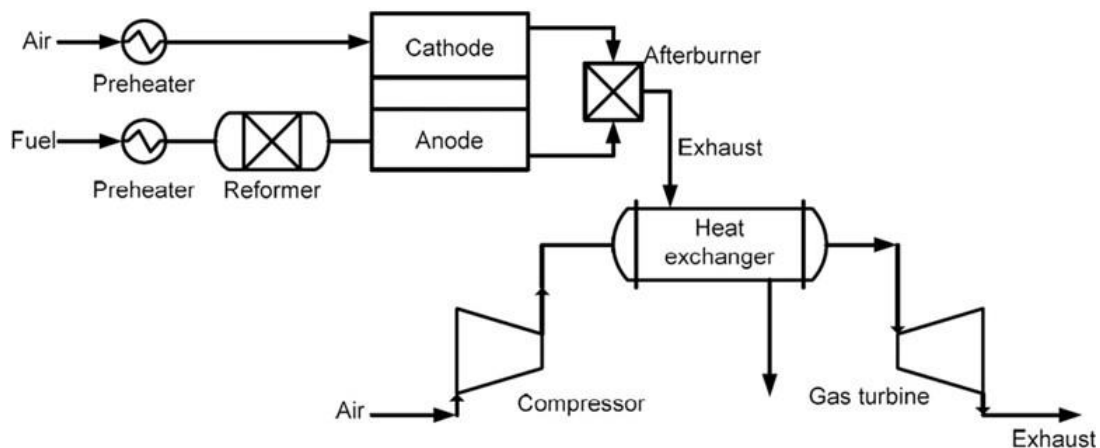


En este sistema, el bloque SOFC se integra directamente en el TG, en sustitución de la cámara de combustión. El aire comprimido del compresor es precalentado por el escape de la turbina antes de ingresar al ánodo, y el metano (gas natural) se suministra al terminal negativo de la batería SOFC. El gas de salida se usa en el cátodo para encender el hidrógeno, el dióxido de carbono y el metano que quedan en el gas en el ánodo. Además, se proporciona inyección de combustible adicional para evitar que aumente la temperatura de entrada de la turbina. El combustible se expande desde la cámara de combustión de la turbina y calienta el aire que sale del compresor en el regenerativo. Al analizar el modelo SOFC-TG en condiciones de operación estándar, se encontró que aumentar la temperatura de entrada de la turbina (TFT) reduce la eficiencia térmica y la eficiencia general de la planta de energía, pero mejora la capacidad de generación de energía. [7]

3.2.2.2 Integración indirecta

El sistema de integración indirecta consta de 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 de calor calientan el aire que entra en la chimenea y la turbina. El primer calentador intercambiará calor entre el aire en la entrada de la celda de combustible y la salida de la turbina, y el segundo con el aire en la entrada de la turbina y la salida de la celda de combustible. El intercambio de calor se realiza indirectamente, es decir, los líquidos no se mezclan entre sí (no se mezclan en el intercambio directo). En esta configuración, el combustible ingresa directamente a la celda de combustible. Si se requiere calefacción, se debe instalar un tercer intercambiador de calor para permitir que los gases de combustión transfieran energía al combustible. Si bien se producirá más energía, el costo adicional será mayor, por lo que no vale la pena.

Figura 3.6. Integración indirecta SOFC + TG [7]



En este tipo de configuraciones, la cámara de combustión se reemplaza por un intercambiador de calor, en el que el aire del compresor se calienta con los gases de escape de la pila de combustible. Gracias al sistema híbrido indirecto SOFC-TG, la pila SOFC puede operar en todas las condiciones ambientales. Si bien esto reduce la necesidad de selladores de conductos SOFC, los requisitos físicos de la integración indirecta SOFC-TG presentan problemas (el intercambiador de calor debe operar con diferencias de temperatura y una presión muy alta puede dañar el material), por lo que no se usan mucho actualmente.

Un aspecto muy relevante es la relación de compresión. En integración directa, un aumento de la relación conducirá a un aumento de la presión del aire de entrada y con ello a un aumento de la potencia. Por otro lado, con la integración indirecta, aumentar la relación de compresión no afectará la pila o la alimentación ya que no está relacionado con el sistema compresor de la turbina. A pesar de este incremento, en ambas configuraciones supondrá una mayor potencia entregada por las turbinas de gas.[7]

3.3 Turbina de Vapor

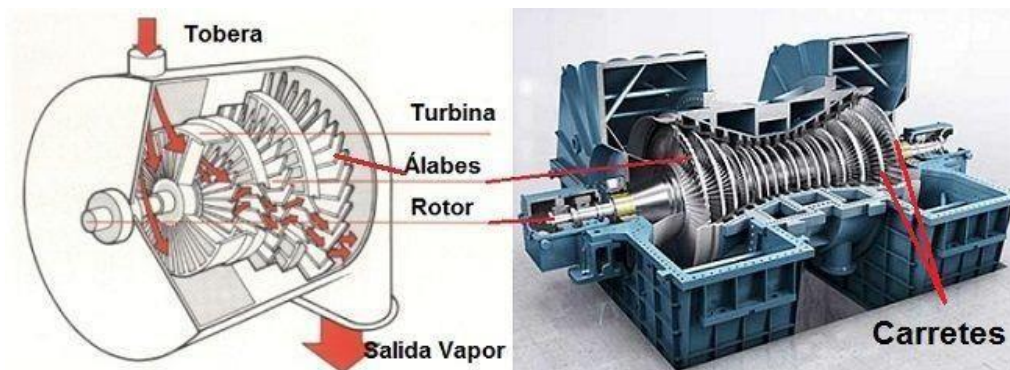
Una turbina de vapor es una máquina térmica que transforma la energía térmica de un fluido en energía mecánica. El fluido se expande a medida que se mueve por el interior de la máquina y genera trabajo al girar el rotor de la máquina. Se trata de una estructura interna formada por una corona de pala fija y una corona de pala móvil dispuestas alternativamente. En primer lugar, el fluido de trabajo siempre pasa por la parte superior de los álabes estacionarios, ya que su entalpía disminuye y su energía cinética aumenta, por lo que el líquido escapa por este cabezal a mayor velocidad de la que puede disponer en la entrada. Luego, el fluido viaja a la parte superior de las cuchillas móviles, a través de las cuales la cantidad de su movimiento cambia y disminuye, ejerciendo así una fuerza sobre las cuchillas móviles y giratorias para producir la pieza de trabajo. En esta corona, el fluido se ralentiza. Entonces, mirando el conjunto de dos coronas, una de álabes fijos y otra de álabes móviles, el líquido se expandió y su entalpía disminuyó, manteniendo prácticamente su velocidad.

En general, todas las turbinas térmicas constan de varias etapas. Las turbinas de gas pueden tener 3 o 4 etapas, mientras que las turbinas de vapor suelen tener más de 20 etapas, dependiendo de su potencia. [12]

Una turbina que opera con un fluido comprimible, como vapor o gas de combustión, es una máquina que convierte la energía térmica del fluido en energía mecánica. El líquido, que puede ser vapor o gas, tiene una alta entalpía cuando ingresa a la máquina, debido a su alta presión y temperatura, ya medida que pasa por la máquina se expande, reduciendo presión, temperatura y energía potencial interna. La disminución de la entalpía del fluido se convierte en energía cinética rotacional axial, lo que resulta en trabajo. Las presiones inicial y final, así como la temperatura inicial del vapor, determinan la energía teóricamente disponible para realizar el trabajo.

Una turbina de vapor o de gas, como parte de una central eléctrica, casi siempre está acoplada a un generador, lo que significa que los ejes de la turbina y el generador están conectados. De esta forma, cuando la turbina gira, también lo hace el generador, sabiendo que en esta máquina la energía mecánica de giro se convierte en energía eléctrica que se traslada a la red eléctrica desde donde será consumida.

Figura 3.7. Partes de una Turbina de Vapor [12]

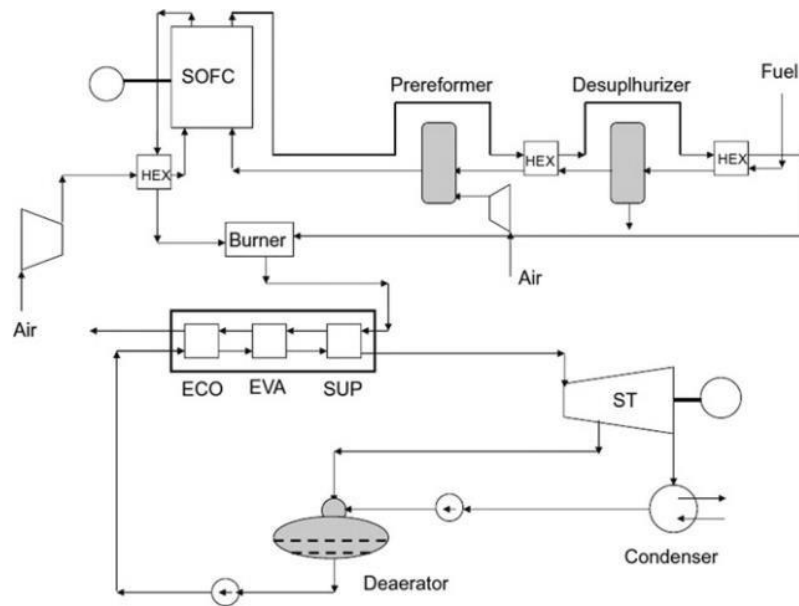


El tamaño de una turbina de vapor varía en un amplio rango que se puede medir por la potencia que desarrolla. Disponible en potencias que van desde 0,75 kW hasta más de 1000 MW. Estos tipos de baja potencia se utilizan a menudo en la industria para la transmisión mecánica o en plantas de cogeneración. En España, la mayoría de las plantas consumidoras de combustibles fósiles de ciclo simple utilizan turbinas de vapor en dos niveles de potencia de unos 350 y 540 MW. En ciclo combinado con turbinas de gas, la potencia de las turbinas de vapor es de 130 MW y 75 MW. [12]

3.3.1 Sistema híbrido SOFC+TV (Rankine)

Existen diversas investigaciones sobre sistemas híbridos que integren la pila SOFC en el ciclo Rankine.

Un ejemplo de esta configuración la estudió Rokni [24], en la cual plantea la posibilidad de integrar la pila en la parte superior de una turbina de vapor. La planta se enciende con gas natural, y en ella se instalan un reactor de desulfuración y un pre-reformador. El reactor desulfurador elimina el contenido de azufre en el combustible mientras que el pre-reformador descompone el hidrocarburo más pesado. El combustible pretratado entra luego en el lado del ánodo de la pila SOFC, y el combustible restante después de la pila entra en el quemador para seguir quemando. Posteriormente, los gases de escape se utilizan para producir vapor para un ciclo Rankine en una caldera de recuperación de calor (HRSG). Rokni sugiere varias configuraciones para este sistema, con el cual se puede lograr una eficiencia de ciclo de hasta el 67%, que es superior a cualquier otro sistema de energía convencional basado en TG. El sistema SOFC también se combina con ciclos combinados para lograr una alta eficiencia eléctrica. La investigación en el campo de las turbinas de vapor que incorporan SOFC es muy limitada actualmente, por lo que la capacidad para desarrollar y convertir esta tecnología en una opción competitiva en el mercado supone un gran reto. [7]

Figura 3.8. Esquema sistema híbrido SOFC + Turbina de Vapor [7]

Actualmente se están investigando dos configuraciones: oxidación parcial catalítica (CPO) y reformado de vapor adiabático (ASR). Tanto la CPO como la ASR se pueden utilizar en el sistema SOFC-TV. La eficacia del sistema depende del tipo de proceso de reformado interno utilizado, ya que se descubrió que la eficiencia del sistema con el tipo ASR fue mayor que la del tipo CPO.

Reducir el factor de utilización de combustible SOFC aumenta la eficiencia energética de la planta, pero este parámetro no debe ser inferior a un cierto valor, de lo contrario aumentará TIT, lo que reduce la eficiencia de la planta. Por lo tanto, la eficiencia del ciclo de integración SOFC-TV se puede aumentar cambiando la configuración del sistema. [7]

4 APLICACIONES

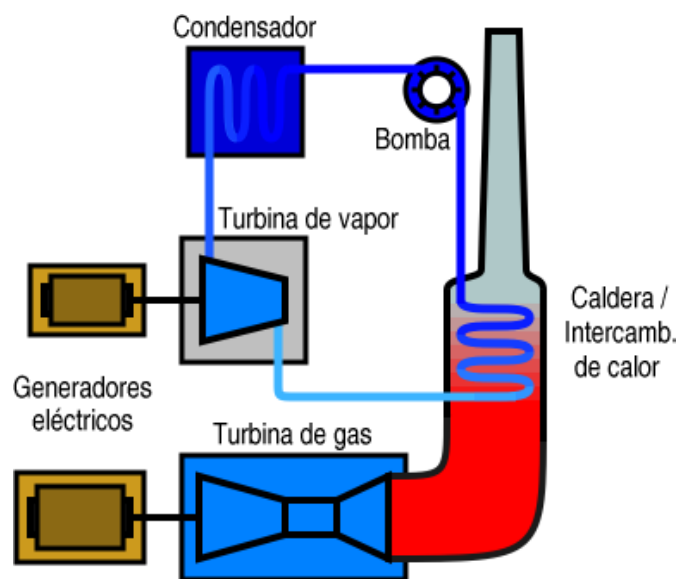
Las pilas SOFC se han investigado como una tecnología innovadora que puede integrarse con plantas de energía eléctrica tradicionales o para suministrar electricidad como generadores de energía in situ. Debido al rápido desarrollo de la industria, se ha investigado la aplicación diversa de SOFC en diferentes campos. Hay tres aplicaciones principales de la pila SOFC, como la central eléctrica de ciclo combinado, la cogeneración, trigeneración y el transporte.

4.1 Ciclos combinados

Un ciclo combinado es una central eléctrica en la que la energía térmica de un combustible (gas natural) se convierte en electricidad mediante dos ciclos: en una turbina de gas convencional y en una turbina de vapor.

Una planta de energía de ciclo combinado es una planta de energía que produce electricidad utilizando un generador de turbina eléctrica que utiliza gas natural como combustible principal. El gas de escape se usa para calentar el agua en la caldera de calor residual que genera vapor para impulsar la segunda turbina (generalmente vapor). La segunda turbina puede impulsar un generador como un generador de gas (cuando se conecta en el mismo eje) o en un eje diferente.[13]

Figura 4.1. Partes de un Ciclo Combinado



Razones que justifican el uso de estos ciclos:

- Disponibilidad de grandes corrientes de gas natural.
- La posibilidad de utilizar combustibles distintos al gas natural (diésel, GLP, carbón gasificado, etc.) de alto rendimiento, pero con limitaciones técnicas (especialmente en quemadores).
- Alta eficiencia con buen factor de carga.
- La alta disponibilidad de estos sistemas permite un funcionamiento sin problemas hasta 8.300 horas al año.
- Reducir las emisiones de CO₂ por kWh producido.
- Menor demanda de refrigeración que los ciclos convencionales de la misma capacidad (aproximadamente un 35% menos que los convencionales).
- Construcción en poco tiempo (2-3 años).
- Capacidad para iniciar la producción del 65% de la capacidad total en poco tiempo (alrededor de un

año).

- Los ciclos combinados son una tecnología de generación más económica (economía en inversión).
- Debido al alto grado de automatización, se requiere menos mano de obra para el mantenimiento y la inspección que para la instalación convencional, por lo que los costos operativos son menores.

Las centrales de ciclo combinado son más flexibles que las centrales convencionales. Esto significa que puede funcionar a carga completa o parcial, hasta al menos el 45 % de su capacidad máxima. Además, es más eficiente, tiene menores emisiones, reduce el consumo de agua de refrigeración y ahorra energía como combustible. Finalmente, se requiere menos espacio de suelo por megavatio instalado, lo que reduce el impacto visual.

La central térmica de ciclo combinado se compone principalmente de tres elementos: turbina de gas, turbina de vapor y caldera de recuperación. Las turbinas de gas son una parte clave del ciclo combinado. Como se indica en el apartado 3.2, consta de un compresor, una cámara de combustión y una turbina de potencia. La caldera de recuperación (HRSG) es de una caldera convencional donde el calor de los gases que provienen de la turbina de gas se aprovecha en un ciclo de agua-vapor. La turbina de vapor convierte la energía de vapor de la caldera de calor residual en energía cinética del rotor. Suele estar formado por varios cuerpos (normalmente 3) y se basa en tecnología tradicional.

El proceso de conversión de gas natural en electricidad comienza cuando el aire exterior se comprime a alta presión en el compresor. De ahí pasa a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible. Luego, los gases combustibles pasan a través de una turbina de gas, donde se expanden. Este convierte la energía térmica en energía mecánica y la transfiere al eje. El gas que sale de la turbina de gas alimenta luego a la caldera de recuperación para generar vapor. A partir de este momento se establece un ciclo normal en el que el vapor impulsa la turbina de vapor. A la salida de la turbina, este vapor se condensa (se convierte en agua) y vuelve a la caldera para iniciar un nuevo ciclo de producción de vapor. Por lo general, la turbina de vapor y la turbina de gas están conectadas en el mismo eje para que impulsen el mismo generador. [13]

4.1.1 Integración de la pila SOFC en Ciclos Combinados

La tecnología de ciclo combinado está muy avanzada en la actualidad y la implementación de celdas SOFC en estos sistemas es muy atractiva por las ventajas que ofrece. La pila SOFC es un convertidor de energía: la energía química del combustible se convierte en electricidad.

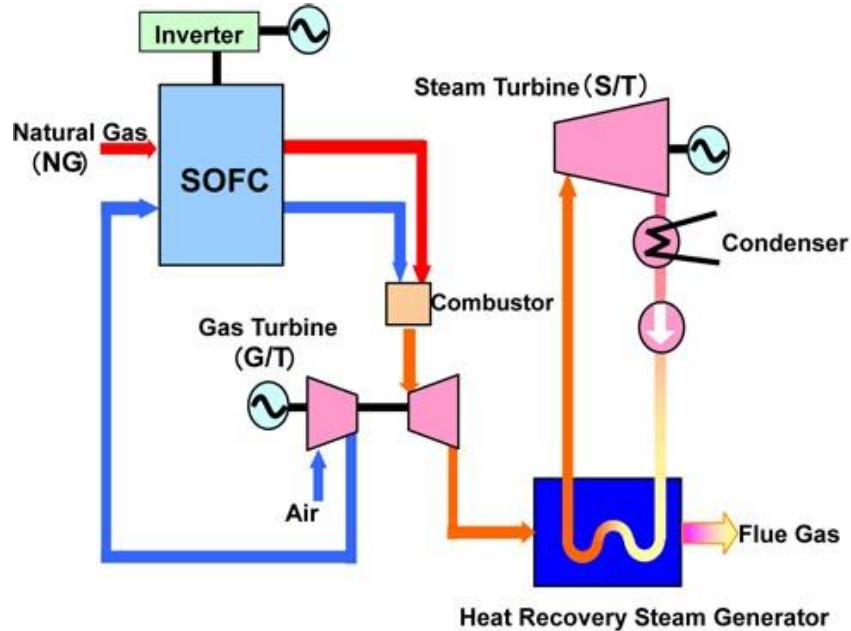
Hoy en día, la conversión de energía en las centrales eléctricas alimentadas con combustible químico a menudo se basa en turbinas de vapor. El trayecto de la energía química a través de la energía térmica y mecánica provoca pérdidas importantes, principalmente por fricción mecánica. En la pila SOFC, la energía química se convierte directamente en electricidad y la eficiencia general del sistema SOFC es de alrededor del 50 %. Debido a la alta temperatura de funcionamiento de las baterías SOFC (600-1000 °C), los gases de escape pueden utilizarse para alimentar turbinas de gas.

Se ha calculado que la eficiencia eléctrica de los sistemas SOFC combinados con turbinas de gas puede alcanzar más del 70%. El exceso de combustible que no se utiliza en la pila SOFC se quema en el quemador a la salida de la pila. Este calor se utiliza para aumentar la temperatura y la presión del fluido antes de que llegue a la turbina, donde se reduce la presión para crear trabajo. El ciclo térmico finaliza cuando el líquido saliente cede el exceso de calor al intercambiador de calor del líquido entrante.

Se ha desarrollado un modelo termodinámico para analizar el consumo de energía y el rendimiento del sistema de potencia SOFC integrado en un ciclo combinado con un ciclo de calentamiento de pila de combustible de tres presiones. Este modelo evalúa la potencia neta, la eficiencia y la irreversibilidad del sistema híbrido SOFC-TG-TV. Se encontró que el sistema proporciona un mayor crecimiento de la potencia de salida con alta eficiencia y baja irreversibilidad con una relación de compresión más alta. La comparación del rendimiento del sistema con tres ciclos de TV diferentes mostró que el sistema de ciclo de TV de una sola presión funcionó mejor que los dos y tres ciclos de calentamiento presurizados. La potencia y el rendimiento del sistema en un solo ciclo son los más altos jamás vistos, y la inversión total también es la más baja en ese ciclo. La potencia y la eficiencia más bajas del sistema se logran con ciclos de calentamiento presurizados triples, lo que da como resultado una irreversibilidad general más alta. Está claro que un sistema de calefacción de triple presión será más complejo que un sistema de ciclo de TV de presión única. El costo total de esta planta, incluidos los costos de capital, operación y mantenimiento, será alto a medida que aumente el número de piezas consideradas. Por tanto, desde

el punto de vista de energético y económico, el sistema de ciclo simple SOFC-TG-TV sería el más adecuado. [14]

Figura 4.2. Esquema sistema híbrido de Ciclo Combinado + SOFC [15]

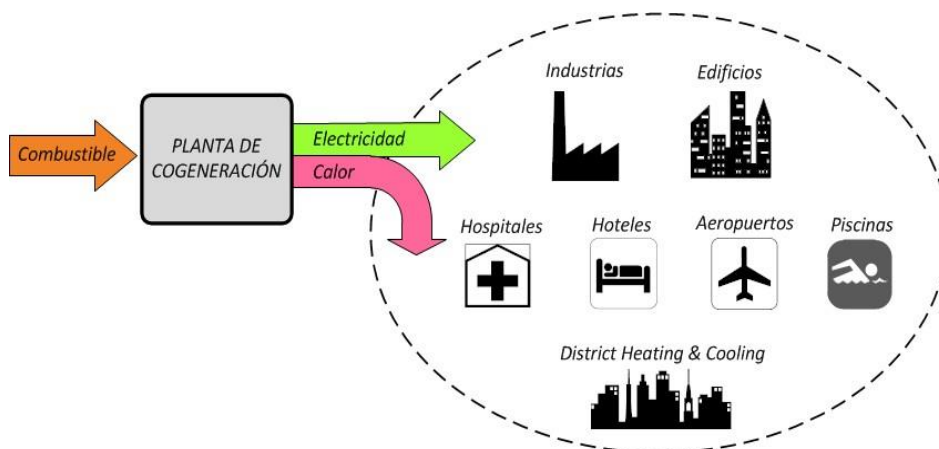


4.2 Cogeneración

La cogeneración o la combinación de calor y energía (CHP) se definen como la generación secuencial de dos formas diferentes de energía útil a partir de una única fuente de energía primaria, típicamente energía mecánica y térmica.

En las centrales eléctricas convencionales, la eficiencia es sólo del 35% y se pierde el 65% restante de la energía. La principal fuente de pérdida en el proceso de conversión es el calor rechazado al agua o aire circundante debido a las limitaciones inherentes de los diferentes ciclos termodinámicos empleados en la generación de energía. Además, otras pérdidas de alrededor del 10-15% están asociadas con la transmisión y distribución de electricidad en la red eléctrica.

Figura 4.3. Esquema Cogeneración



Con la cogeneración, se puede lograr una eficiencia térmica global del 80-90 %, mientras que las centrales térmicas convencionales alcanzan una eficiencia de solo el 30-55 %. La diferencia se explica por el hecho de que en el ciclo convencional gran parte de la energía se transfiere a la atmósfera para condensar el vapor de la

turbina de vapor. En cambio, en el ciclo de cogeneración, la mayor parte de esta energía se utiliza para las necesidades del proceso.

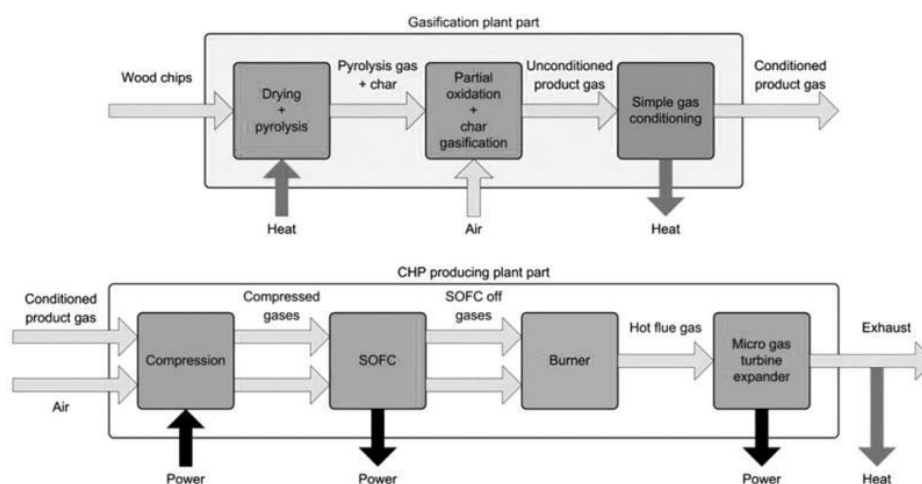
Porque transportar electricidad a largas distancias es más fácil y económico que el transporte de calor, las instalaciones de cogeneración suelen estar situadas lo más cerca posible del lugar donde se consume el calor e, idealmente, se construyen a un tamaño para cumplir con demanda de calor. De lo contrario, será necesaria una caldera adicional, y las ventajas medioambientales se verán obstaculizadas en parte.

El objetivo de una planta de potencia convencional es maximizar la potencia generada con el mínimo consumo de combustible posible, compatibilizado con el coste asociado a alcanzar un rendimiento elevado. Mientras que el objetivo de una planta de cogeneración es satisfacer las demandas de potencia eléctrica y calor siendo posible la venta de ambos a la red, aunque los precios del calor y de la electricidad no son iguales.

4.2.1 Integración de la pila SOFC en Cogeneración

La integración de CHP con SOFC es una tarea desafiante y aún se están realizando investigaciones en este campo. Actualmente se estima que la eficiencia del sistema se puede incrementar en más del 80% por cogeneración. El gas de escape de alta temperatura de una pila SOFC se puede utilizar para fines de calefacción. Se puede utilizar en equipos que requieren energía, como precalentadores y reformadores, para precalentar el aire antes de que ingrese a la cámara de combustión o se puede utilizar para generar vapor en el ciclo Rankine. Por lo tanto, la alta calidad del calor residual y la energía eléctrica se pueden cogenerar en sistemas híbridos con SOFC.

Figura 4.4. Sistema híbrido SOFC-CHP para una planta de gasificación [7]



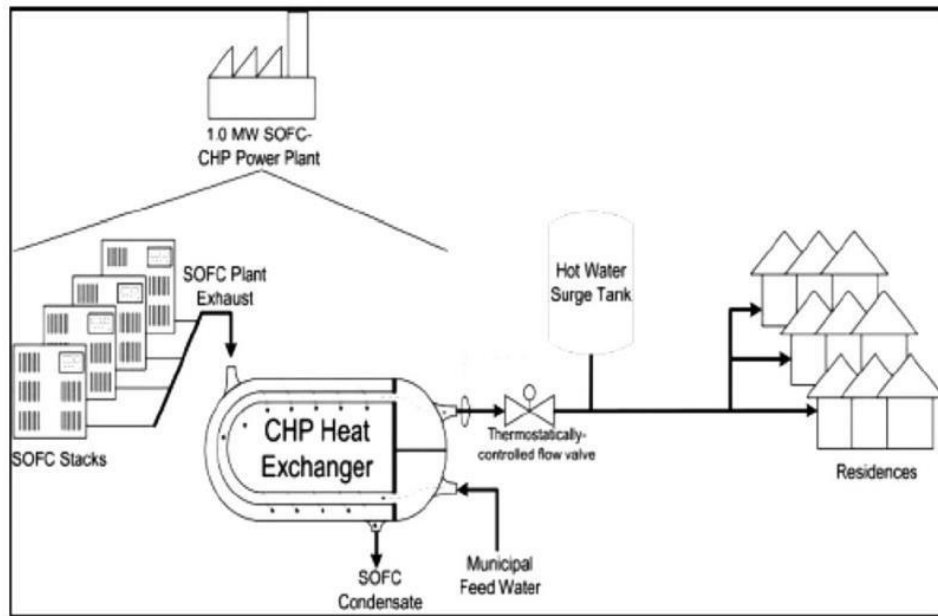
El sistema de la Figura 4.4 muestra que el gas de escape del lado del ánodo de SOFC se usa para precalentar el combustible reformado. Luego se divide en dos partes: una parte se quema en el postquemador con el aire del lado del cátodo; la otra parte se recircula y se mezcla con la corriente de combustible de entrada antes de ser alimentada al reformador. El gas de escape del postquemador se utiliza para vaporizar la corriente de agua y precalentar la corriente de alimentación de gas natural.

La eficiencia del sistema se puede alcanzar hasta en un 85% cogenerando SOFC con CHP.

La energía mecánica se puede utilizar para impulsar un alternador para producir electricidad o equipos rotativos como motores, compresores, bombas o ventiladores para brindar diversos servicios. La energía térmica se puede utilizar para aplicaciones de proceso directo o para producir indirectamente vapor, agua caliente, aire caliente para el secador o agua enfriada para el enfriamiento del proceso. El gas de escape de alta temperatura de SOFC se puede utilizar para fines de calefacción. Se puede utilizar en unidades que requieren energía, como precalentadores y reformadores, para precalentar el aire antes de que ingrese a la cámara de combustión o se puede utilizar para generar vapor en el ciclo Rankine. Por lo tanto, la alta calidad del calor residual y la energía eléctrica se pueden cogenerar en sistemas integrados con SOFC. La integración de CHP con SOFC es una tarea desafiante y aún se están realizando investigaciones en este campo. Se encuentra que la eficiencia del sistema se puede incrementar en más del 80% por cogeneración.

En la Figura 4.5 [7] se presenta un sistema integrado de calefacción y refrigeración por absorción de pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) utilizado para edificios. El resultado del análisis mostró que dicho sistema tiene la capacidad de producir energía eléctrica, calefacción y/o refrigeración para aplicación residencial y se podrían lograr eficiencias totales del sistema superiores al 87% en diferentes modos.

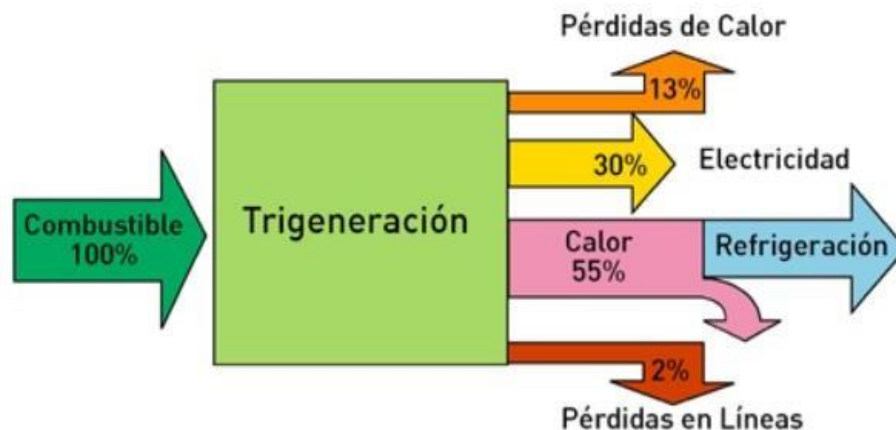
Figura 4.5. Sistema híbrido SOFC-CHP para aplicación residencial [7]



4.3 Trigeneración

La trigeneración es una tecnología en auge hoy en día para la producción de energía eficiente y limpia. La trigeneración, también conocida como calefacción, enfriamiento y energía combinados (CCHP) es una forma de aprovechar al máximo la energía química del combustible para generar electricidad con el calor de los gases de escape que se utiliza para proporcionar calefacción.

Figura 4.6. Esquema Trigeneración



Al igual que con la cogeneración, el calor residual de la generación de energía se utiliza en otro proceso, como el calentamiento de agua caliente sanitaria (ACS), lo que aumenta la eficiencia general del sistema. Pero en este caso se da un paso más para producir electricidad, calor y frío a partir de un único combustible (como el gas natural).

La calefacción y el agua caliente se almacenan en depósitos que luego se utilizan para el consumo según las necesidades. En el verano, la demanda de calor es mucho menor y el disipador de calor convierte el exceso de calor en energía de enfriamiento al generar energía. Como resultado, la cogeneración puede continuar. Esta tecnología utiliza la generación de electricidad para producir agua caliente sanitaria o calefacción.

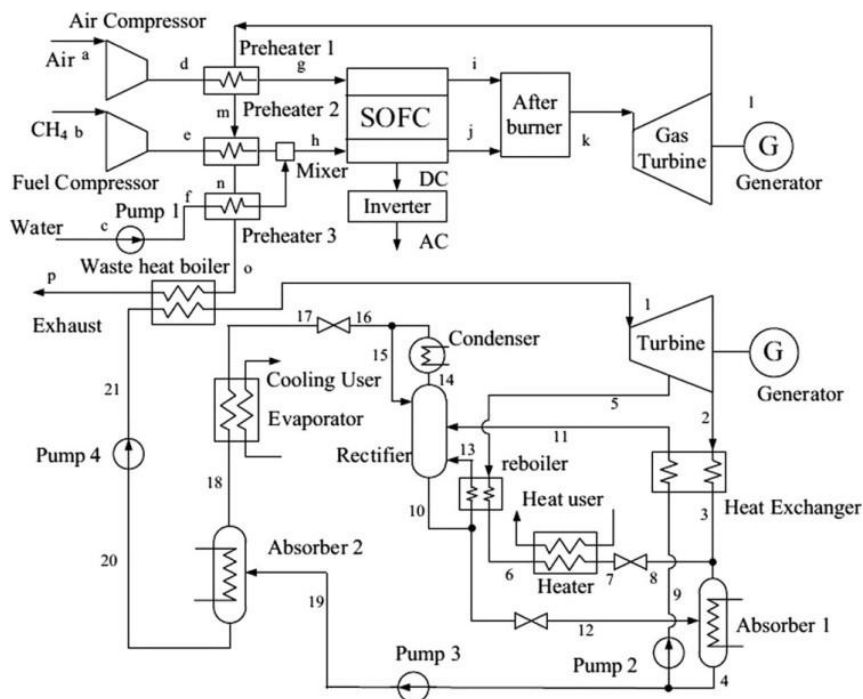
Su aplicación se extiende a centros que requieren refrigeración eléctrica, como la industria alimentaria, hoteles y hospitales. En la trigeneración, el calor y la electricidad se utilizan conjuntamente para la refrigeración en los ciclos de absorción.

Al mismo tiempo, la refrigeración puede proporcionarse mediante refrigeración por absorción o refrigeración por desecante, lo que reduce el consumo de electricidad de los aires acondicionados tradicionales. La mayoría de las plantas de cogeneración utilizan combustibles fósiles como principal fuente de energía.

4.3.1 Integración de la pila SOFC en Trigeneración

El sistema CCHP impulsado por pila de combustible de óxido sólido ha logrado una mayor eficiencia de conversión de energía debido a todas las ventajas de la pila de combustible. El gas de escape del SOFC-TG es todavía relativamente alto y para utilizar este calor residual y mejorar la eficiencia de conversión de energía, llegando a aumentar la eficiencia del sistema un 22% cuando se usa trigeneración.

Figura 4.7. Sistema híbrido SOFC-CCHP [7]



El sistema puede alcanzar una eficiencia global de hasta el 80% en las condiciones determinadas. Un análisis detallado del sistema de trigeneración muestra que un aumento del caudal de combustible puede aumentar la eficiencia global, pero disminuir la eficiencia de la pila SOFC y la eficiencia eléctrica. Por otro lado, al aumentar la relación de compresión del compresor, aumenta la eficiencia de la pila SOFC, la eficiencia eléctrica y la eficiencia global.

4.4 Transporte

4.4.1 Integración de la pila SOFC en Transporte

La compatibilidad de la pila de combustible con combustibles de hidrocarburos hace que la pila SOFC sea un fuerte competidor para aplicaciones de transporte. Esencialmente, un vehículo con pila SOFC típico sería un vehículo de pila de combustible híbrido equipado con una pequeña batería intermedia y una fuente alimentación

basada en una pila SOFC a bordo relativamente pequeña que convierte más o menos continuamente gasolina o combustible diésel convencional en energía de corriente continua.

Figura 4.8. Toyota Mirai [8]

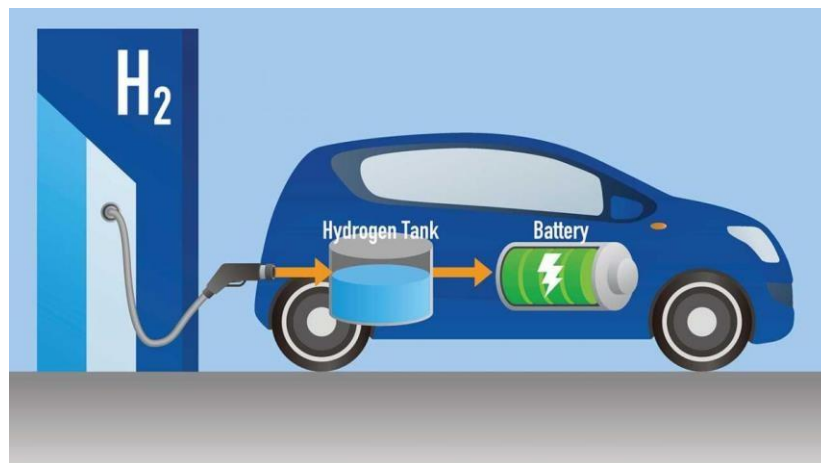


El hidrógeno es un combustible caro y no es fácil de manejar con seguridad. Se requiere un convertidor engorroso, complejo y costoso para convertir el producto químico en combustible de hidrógeno. Ante este problema, se decidió utilizar una celda PEMFC, pero tiene el inconveniente de que además del requerimiento de hidrógeno limpio, en climas cálidos, el contenido de humedad de la membrana PEMFC es difícil de mantener. Asimismo, en condiciones invernales duras, el agua puede congelarse. Para deshacerse de todos los problemas de PEMFC, la opción de implementar una pila SOFC es una buena solución, ya que puede usar cualquier combustible con ella y no hay restricciones climáticas ni límites de alcance (la alta temperatura de funcionamiento de la pila SOFC no es un problema grave). El largo retraso en el tiempo de inicio de la pila de combustible se puede compensar operando desde una batería de respaldo conectada en paralelo con la celda de combustible del sistema híbrido. Además, la salida de SOFC se puede variar ajustando la temperatura de funcionamiento de acuerdo con los requisitos de energía reales o el nivel de carga de la batería de reserva.

4.4.2 Hidrogeneras

El repostaje de los depósitos de hidrógeno de estos vehículos se realiza en las hidrogeneras. Estas estaciones de servicio de hidrógeno son esencialmente una adaptación de una estación de servicio regular para funcionar con bombas de hidrógeno que entregan los kilos necesarios para llenar el tanque en minutos (5 a 8 minutos).

Figura 4.9. Esquema de una hidrogenera [16]



En cuanto al repostaje en sí, el de hidrógeno en un vehículo de pila de combustible es similar al repostaje de gas, ya sea gas natural comprimido (GNC) o gas licuado de petróleo (GLP), ambos hidrocarburos tienen redes de

distribución que pueden ser mayores que las del hidrógeno. Estas bombas son muy similares a las que se encuentran en cualquier gasolinera. Tiene un tubo en el que se inserta un grupo compuesto principalmente por un activador y una boquilla, al final del tubo se encuentra una cánula con un sistema de conexión y cierre a la entrada del depósito de hidrógeno.

La designación del hidrógeno como fuente de energía en la industria del automóvil, utilizado en pilas de combustible, parece ser una posible solución a los problemas de los vehículos tanto híbridos como de batería pura. Pero hay dos problemas principales con este tipo de instalación mecánica. Por un lado, está la autonomía y por otro el tiempo de carga.

En los vehículos eléctricos, la autonomía en el trabajo se traduce directamente en el tamaño de la batería, cuanto más grande es, mayor es la autonomía. La industria produce actualmente alrededor de 100 kWh de baterías. Estas baterías son bastante grandes y sobre todo muy pesadas (unos 700-800 kg) y tienen un impacto muy negativo tanto en el funcionamiento como en el rendimiento del vehículo. El problema es que este tipo de batería solo permite 500-600 km entre recargas y por tanto es la única solución viable para viajes largos. Además, hay baterías y capacidades más pequeñas, normalmente de 40 a 50 kWh, que pueden proporcionar una autonomía de unos 250 km, lo que hace que estos vehículos sean principalmente vehículos comerciales. Entonces, el problema al que se enfrentan estos coches es evidente: si se requiere un vehículo que sea liviano pero que aún conserve una buena dinámica y economía de combustible, carece de autonomía. Con una batería grande, el problema de la autonomía se soluciona a costa de todo lo anterior. Por ello, una de las posibles soluciones que ofrecen los fabricantes es utilizar baterías de hidrógeno para generar electricidad.

Gracias a eso, al usar celdas de combustible, no habrá necesidad de usar baterías grandes, y la potencia se puede reducir a 8-10 kWh. Esto reduce su peso y costo al soportar una batería de hidrógeno o permitir que el vehículo se mueva sin usar la fuente de energía principal. El resto del tiempo la pila de combustible proporcionará energía al motor y el agua será el único desecho durante el uso del coche, por lo que quedará tan limpio como la batería de un coche eléctrico.

Otro gran problema que las celdas de combustible pueden resolver es el reabastecimiento de combustible de su automóvil. Actualmente, con un cargador rápido de CC, se tarda entre 30 y 40 minutos en cargar un vehículo eléctrico del 20 % al 80 %, según la fuente de carga y el tamaño de la batería. Esto significa que los vehículos estarán en desventaja cuando viajen largas distancias, ya que los largos tiempos de carga de la batería extenderán significativamente el tiempo de viaje. El uso de una batería de hidrógeno soluciona este problema porque su depósito de unos 5-8 kg se puede recargar en tan solo 5 minutos, como un depósito de gasolina, apto para viajes largos. [9][16]

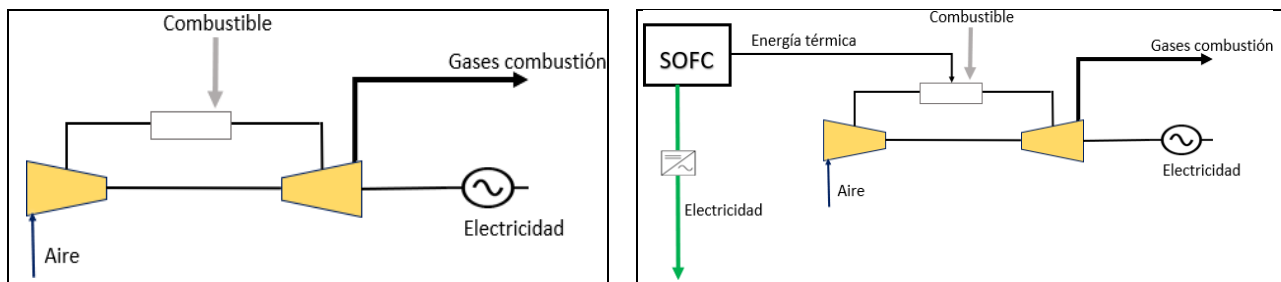
Actualmente, la infraestructura para las hidrogeneras es muy limitada, si no inexistente (actualmente solo hay 8 plantas en España), donde el sistema el sistema convencional con GNL lleva la delantera en este aspecto.

5 CASO PRÁCTICO

5.1 Introducción y justificación

De acuerdo con el tema de este proyecto se analizarán dos modelos de la misma instalación de generación de energía. En primer lugar, se modelará una instalación de cogeneración con una turbina de gas (Modelo A) y posteriormente se modelará la misma instalación, pero añadiendo la pila de combustible SOFC (Modelo B), con el objetivo de realizar un estudio comparativo entre ambas y estudiar la viabilidad de la implantación de la pila de combustible en este sistema.

Figura 5.1. Esquema de los Modelos A y B



Modelo A

Sistema de cogeneración con TG

Modelo B

Sistema de cogeneración con SOFC+TG

Partimos de las siguientes hipótesis iniciales para las plantas:

- Como combustible se empleará gas natural.
- La producción no será continua.
- Se estiman 4500 horas de trabajo al año en ambos casos.
- Se han considerado dos períodos de trabajo anuales iguales. Es habitual que dichos períodos sean distintos a lo largo del año (p.e. invierno-verano), tanto en valores de demanda eléctrica y térmica como en duración. En este trabajo se han considerado iguales para simplificar los modelos.
- Producción del 100% de la energía eléctrica demandada en el horario programado.
- Demanda eléctrica prevista: 20.000 MWh/año.
- Demanda térmica prevista: 50.000 MWh/año.
- El consumo de combustible total será el mismo en ambos modelos.
- La electricidad sobrante se vierte a la red, generando un beneficio económico.

Se diseñará la instalación de tal forma que ambos modelos sean similares desde el punto de vista de satisfacer la misma demanda eléctrica y térmica. Con lo cual, al añadir la pila SOFC en el Modelo B, se reducirá el tamaño de la turbina de gas respecto a la del Modelo A.

Los datos de parametrización y consumo de la instalación se han obtenido mediante extrapolación a partir de dos plantas de referencia existentes:

- Cogeneración en fábrica de alimentación COVAP. [17]
- Instalación de cogeneración en “Campo Ebro”. [18]

5.2 Cogeneración con Turbina de Gas

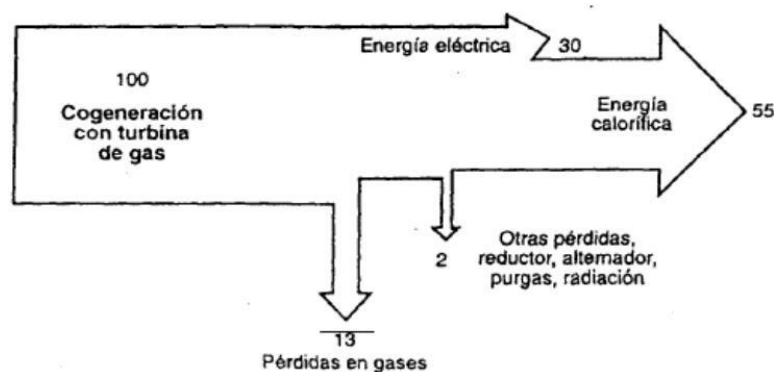
Se ha elegido una instalación de cogeneración con turbina de gas con caldera de recuperación porque resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

Algunas características comunes de estos sistemas son:

- Bajo coste de inversión.
- No hay consumo de agua de refrigeración.
- Bajo rendimiento a cargas parciales.
- Caudal de vapor de proceso fijo.
- Baja inversión en equipos de limpieza de gases.
- Requerimiento de espacio mínimo.
- Fácil de instalar y desmontar.
- Tiempos de arranques cortos.

En la siguiente figura se muestra un diagrama general del flujo de energía en un esquema de cogeneración con turbina de gas:

Figura 5.2. Diagrama de Sankey de cogeneración con TG [19]



Como se desarrolló en el apartado 3.2, la turbina de gas incluye, independientemente de la configuración utilizada, principalmente tres componentes:

- Compresor
- Cámara de combustión
- Turbina

Además de estos tres elementos hay que añadir un sistema de recuperación del calor que, mediante una caldera recupera el calor a través de los gases de escape (aproximadamente 500°C)

5.3 Diseño de la instalación

5.3.1 Cálculo teórico de la Turbina de Gas

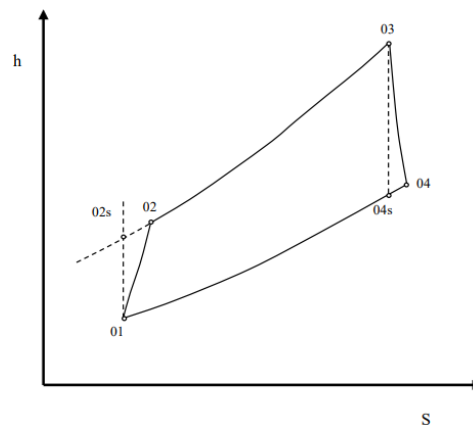
Para analizar el comportamiento de una turbina de gas, es decir, conocer el rendimiento y el consumo, realizaremos una serie de hipótesis iniciales tales que:

- Condiciones ambientales.

- Temperatura de entrada a la turbina.
- Relación de compresión.
- Las pérdidas de presión de remanso en el regenerador y en la cámara de combustión.
- Rendimiento interno del compresor.
- Rendimiento interno de la turbina.
- Rendimiento de la cámara de combustión.
- Rendimiento mecánico del eje.
- 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, teóricamente compuesto por: una compresión isentrópica (1-2s), un calentamiento a presión constante en la cámara de combustión (2s-3), una expansión isentrópica (3-4s) y un enfriamiento isóbaro (4s-1).

En todas las máquinas térmicas, los procesos no son perfectos porque hay pérdidas que hacen que la eficiencia y la potencia del ciclo sean ligeramente diferentes. Las principales razones de la diferencia entre el ciclo teórico y el ciclo real son: pérdidas de presión y energía cinética (a través de los gases de escape) en el sistema; la contracción y la expansión no son isentrópicas; y combustión incompleta debido a la presencia de partes no quemadas.

Figura 5.3. Diagrama h-s del ciclo termodinámico de la TG [10]



En primer lugar, calcularemos el compresor. Mediante las expresiones de equivalencias de gases ideales ya que se trata de un proceso isentrópico, calculamos la temperatura en el punto 2.

$$\frac{T_{02s}}{T_{01}} = \frac{p_{02}^{\frac{\gamma_a-1}{\gamma_a}}}{p_{01}} \quad (3)$$

$$\eta_c = \frac{T_{02s} - T_{01}}{T_{02} - T_{01}} \quad (4)$$

Y el trabajo del compresor

$$W_c = h_{02} - h_{01} = C_p * (T_{02} - T_{01}) \quad (5)$$

En segundo lugar, realizamos un balance de energía en la cámara de combustión para obtener el dosado, F, que es la relación entre el caudal de combustible y el de aire. Es decir, $F = \frac{\dot{m}_f}{\dot{m}_a}$.

Ecuación de balance:

$$(\dot{m}_a + \dot{m}_f) * C_{pg} * T_{03} = \dot{m}_a * C_{pa} * T_{02} + \dot{m}_f * PCI * \eta_{cc} \quad (6)$$

Dividiendo la expresión anterior por el caudal de aire, $\dot{m}_a$, en la del balance obtenemos la siguiente ecuación, de la cual obtendremos el valor de F:

$$(1 + F) * C_{pg} * T_{03} = C_{pa} * T_{02} + F * PCI * \eta_{cc} \quad (7)$$

A continuación, calculamos la turbina. Al igual que en el compresor, empleamos las ecuaciones de equivalencias de gases ideales al tratarse de un proceso isentrópico. De esta forma calcularemos la temperatura en el punto 4.

$$\frac{T_{04s}}{T_{03}} = \frac{p_{04}^{\frac{\gamma_g - 1}{\gamma_g}}}{p_{03}} \quad (8)$$

$$\eta_t = \frac{T_{03} - T_{04}}{T_{03} - T_{04s}} \quad (9)$$

Y el trabajo de la turbina

$$W_t = h_{03} - h_{04} = C_p * (T_{03} - T_{04}) \quad (10)$$

Finalmente, con el dosado obtenemos el trabajo específico y de la potencia en el eje se obtiene los gastos másicos de combustible y aire. Con estos datos podremos calcular posteriormente el rendimiento térmico y global del ciclo.

$$W_n = (1 + F) * W_t - W_c \quad (11)$$

$$\dot{m}_a = \frac{W_e}{\eta_m * W_n} \quad (12)$$

$$\dot{m}_f = F * \dot{m}_a \quad (13)$$

Rendimiento térmico

$$\eta_T = \frac{P_e / \eta_m}{\dot{m}_f * PCI * \eta_{cc}} \quad (14)$$

Rendimiento global

$$\eta_G = \frac{P_e}{\dot{m}_f * PCI} \quad (15)$$

Siendo P_e la potencia efectiva de la turbina de gas y PCI el poder calorífico inferior del Gas Natural.

5.3.2 Cálculo teórico de la Cogeneración

Para el cálculo de los parámetros de cogeneración nos basaremos en los casos prácticos del IDAE, concretamente el escenario que contempla la instalación de cogeneración de ciclo simple con turbina de gas. [20]

Para calcular los parámetros retributivos partimos de los siguientes datos:

A. Características de la planta

a) Datos técnicos

- Potencia eléctrica nominal.
- Tipo de combustible: gas natural
- Tensión de interconexión.

- Temperatura anual media.
- Disponibilidad de la cogeneración.

b) Datos operacionales

- Horas de funcionamiento de la fábrica.
- Horas de funcionamiento de la cogeneración.
- Periodos de operación
- Datos de proceso demandante de calor

B. Cálculo de calor útil

A partir de los valores estimados de combustible (F_{cc}) y electricidad (E), se calcula el calor útil.

Dado que el vapor no se incorpora a productos elaborados en el proceso y que el retorno de condensados supera el 70% respecto al entregado a proceso, el calor anual demandado por el proceso se calcula mediante la expresión siguiente:

$$H = \dot{m}_{vap} \times h_{vap} - \dot{m}_{cond} \times h_{cond} \quad (16)$$

donde:

$\dot{m}_{vap}$ = caudal del vapor entregado a proceso.

$\dot{m}_{cond}$ = caudal del retorno de condensados.

h_{vap} = entalpía del vapor entregado a proceso.

h_{cond} = entalpía del retorno de condensados.

Como en este proyecto no se obtiene energía de otra forma que no sea cogeneración, se considera que todo el trabajo útil es de cogeneración.

C. Obtención de rendimientos mínimos, umbrales y de referencia

El valor de Ref $E\eta$ se toma del Anexo I de la Decisión de la Comisión de 21 de diciembre de 2006 (52,2% para gas natural), y es corregido por el nivel de tensión de interconexión. En este caso el factor de corrección a aplicar es de 0,945 por lo que el valor final es de 49,6%. Por otro lado, el valor de Ref $H\eta$ se obtiene del Anexo II de la Decisión, resultando para el gas natural del 90%. El REE requerido por el RD 661/2007 es del 59%, mientras que el rendimiento global umbral propuesto por el Anexo II del RD 616/2007 es del 75%. [20]

En la tabla siguiente se resumen estos valores:

Tabla 3. Valores de referencia Anexo II del RD 616/2007

Rendimiento	Valor
Ref $E\eta$	49,6%
Ref $H\eta$	90%
REEmin	59%
η_0	75%
Ref $E\eta$	49,6%

D. Cálculo de REE

De acuerdo con lo indicado en la Guía del IDAE el valor de REE se calcula:

$$REE = \frac{E}{F_{cc} - \frac{H_{CHP}}{ref H_{\eta}}} \quad (17)$$

Se comprueba que el valor de REE obtenido es mayor que el REEmín exigido, de forma que facturará la energía eléctrica conforme al régimen especial y tendrá complemento por eficiencia.

E. Cálculo del rendimiento global

El rendimiento global de la planta es el siguiente:

$$\eta_{global} = \frac{E + H_{CHP}}{F_{cc}} \quad (18)$$

Si la planta posee un rendimiento global (η) superior al rendimiento umbral η_0 establecido por el Anexo, se considera que toda la electricidad generada (E) es de cogeneración.

F. Cálculo del ahorro de energía primaria

El valor del combustible de la cogeneración asociado al calor útil y a la electricidad de cogeneración es el calculado anteriormente, puesto que toda la electricidad es de cogeneración, y lo mismo con respecto al calor útil.

Los valores de rendimientos asociados al calor útil y la electricidad de cogeneración son:

$$CHP H_{\eta} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (19)$$

$$CHP E_{\eta} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}} \quad (20)$$

De este modo utilizando la fórmula del ahorro porcentual de energía primaria (PES):

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E}} \quad (21)$$

Es deseable obtener un PES superior al 10% para optar a ser subvencionado económicamente por el empleo de cogeneración de alta eficiencia.

5.3.3 Cálculo teórico de la Pila SOFC

A continuación, se plantea una modificación de la instalación inicial añadiendo la pila de combustible de óxido sólido (SOFC).

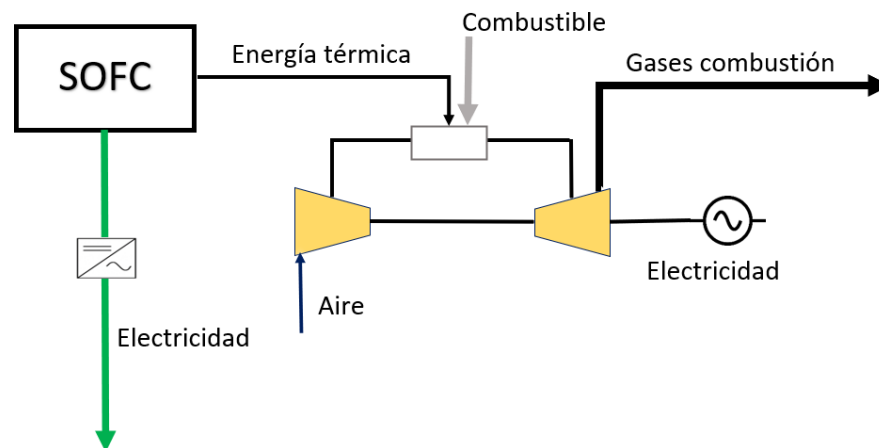
La pila SOFC se acoplará a la turbina de gas según la configuración indirecta, según lo descrito en el apartado 3.2, y se modelará para que el 50% de la energía que se obtenga de ella sea en forma de energía térmica que se llevará a la turbina de gas, y el 40% energía eléctrica, que se usará directamente como suministro eléctrico en la fábrica o se verterá a la red, produciendo un beneficio económico.

El modelado de la pila SOFC incluye varias suposiciones iniciales:

- El modelo está diseñado para el funcionamiento en régimen permanente.
- La principal variable que genera el sistema es la potencia.
- Los gases que intervienen se han considerado ideales.
- Presión y temperatura constantes en todos los puntos del sistema.
- Las características geométricas de las pilas, número de celdas, tipo de conexión entre ellas, etc. son factores que no han sido considerados.

El esquema simplificado de la integración de la pila es el siguiente:

Figura 5.4. Esquema del sistema híbrido SOFC-TG



A. Obtención del hidrógeno

El hidrógeno se produce a partir de gas natural que contiene aproximadamente un 90 % de metano en dos pasos. Primero, el metano reacciona con el agua a alta temperatura y la segunda reacción produce más hidrógeno a partir del monóxido de carbono.

La reacción global sería:



Según la asociación española de hidrógeno, las propiedades energéticas del hidrógeno son:

Tabla 4. Propiedades energéticas del hidrógeno [4]

Masa H ₂ (kg)	H ₂ gas (Nm ³)	H ₂ líquido (l)	Energía (MJ)	Energía (kWh)
1	11,12	14,12	120	33,33
0,0899	1	1,270	10,8	3
0,0708	0,788	1	8,495	2,359
0,00833	0,0926	0,1177	1	0,278
0,03	0,333	0,424	3,6	1

Con el concepto de hidrógeno equivalente, la reacción general y básica de la celda SOFC se da en la siguiente ecuación:



La relación estequiométrica del hidrógeno al oxígeno es 2 a 1, y se permite el exceso de oxígeno para permitir que reaccione el hidrógeno con el oxígeno completamente.

B. Cálculo de la energía que aporta la pila al sistema

Para el cálculo de la energía que aporta la pila SOFC en el sistema, nos basaremos en el modelo propuesto en el documento “Sistema de Generación con Pila de Combustible de Óxido Sólido” [21]

En primer lugar, se definen las reacciones que intervienen en la pila de hidrógeno. Estas son: la reacción de conversión ($H_2 + 1/2O_2 \rightarrow H_2O$); la reacción de descomposición ($CH_4 + H_2O \rightarrow 3H_2 + CO$) y la de desplazamiento ($CO + H_2O \rightarrow H_2 + CO_2$). De las reacciones de conversión-oxidación sólo se va a considerar la del hidrógeno, si bien las altas temperaturas de funcionamiento hacen posible la oxidación directa del metano y el monóxido de carbono.

Usando esta aproximación, el hidrógeno de entrada se determina por la cantidad total de hidrógeno que ingresa al combustible a través de la descomposición y el desplazamiento. El equivalente de hidrógeno de entrada viene dado por:

$$q_{H_{2eq}}^{entrada} = q_{H_2}^{entrada} + q_{CO}^{entrada} + 4q_{CH_4}^{entrada} \quad (24)$$

siendo:

$q_{H_{2eq}}^{entrada}$ = caudal de hidrógeno equivalente a la entrada de la pila.

$q_{H_2}^{entrada}$ = caudal de hidrógeno real a la entrada.

$q_{CO}^{entrada}$ = caudal de monóxido de carbono a la entrada.

$q_{CH_4}^{entrada}$ = caudal de metano a la entrada.

La fuerza electromotriz generada en la pila de combustible viene dada por la ecuación de Nernst:

$$E = E_0 + \frac{R_u T_k}{2F} \left[\ln \frac{p_{H_2} \sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}} \right] \quad (25)$$

siendo:

E = fuerza electromotriz generada en la pila.

E_0 = tensión asociada con la energía libre de reacción.

R_u = constante del gas universal.

T_k = Temperatura K.

F = constante de Faraday.

p_{H_2} = presión parcial del hidrógeno.

p_{O_2} = presión parcial del oxígeno.

p_{H_2O} = presión parcial del vapor de agua.

Considerando los gases como ideales, las presiones parciales pueden calcularse aplicando la ecuación de los gases perfectos.

Tomando los gases como ideales, la presión parcial se puede calcular utilizando la ecuación de los gases ideales. Para calcular el voltaje de salida de la celda de combustible, se deben tener en cuenta las pérdidas óhmicas, de activación y de concentración dentro de la pila de combustible.:

$$V_{PC} = E_0 + \frac{R_u T_k}{2F} \left[\ln \frac{p_{H_2} \sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}} \right] - V_{ohm} - V_{act} - V_{con} \quad (26)$$

siendo:

V_{pc} = tensión de salida de la pila de combustible [V].

V_{ohm} = pérdidas óhmicas [V].

V_{act} = pérdidas por activación [V].

V_{con} = pérdidas por concentración [V].

Aplicando la Ley de Faraday, la intensidad de corriente de la pila viene dada por:

$$I = j * F * q_{H_2}^r = 2 * F * q_{H_2}^r \quad (27)$$

siendo:

I = intensidad de la pila.

j = número de electrones que se generan, para el hidrógeno toma el valor 2.

F = constante de Faraday.

$q_{H_2}^r$ = flujo de hidrógeno que reacciona.

La potencia eléctrica generada en una pila de combustible se simplifica a:

$$P_{SOFC,cc} = 2 * F * V_{PC} * q_{H_2}^r \quad (28)$$

siendo $P_{SOFC,cc}$ la potencia de salida de la pila SOFC en corriente continua.

La ecuación muestra que, si la tensión de salida de la celda es constante, la potencia eléctrica generada es proporcional al caudal de combustible reactivo en la celda. En resumen, la electricidad generada en una pila de combustible es proporcional a la cantidad de gas combustible que se le suministra. Es necesario tener en cuenta las pérdidas que se producen durante la generación de energía, al convertir a corriente alterna (CA) y al convertir los parámetros de salida de la batería a los valores nominales de la red eléctrica. La potencia de salida de la batería en CA será:

$$P_{SOFC,ca} = P_{SOFC,cc} * \eta_{conv} \quad (29)$$

siendo η_{conv} el rendimiento de conversión.

Finalmente, considerando P_{AUX} como la potencia necesaria para los equipos auxiliares (bombas, sopladores, instalaciones auxiliares, etc.), la potencia de salida del sistema híbrido SOFC-TG se expresa de la siguiente manera:

$$P_{SOFC-TG} = P_{SOFC,ca} + P_{GEN} - P_{AUX} \quad (30)$$

siendo P_{GEN} la potencia eléctrica de salida del generador eléctrico acoplado en el eje de la turbina de gas.

El voltaje de salida de la pila SOFC se mantiene constante durante la operación (régimen permanente), por lo que lo trataremos como un parámetro de entrada constante. Las potencias, $P_{\text{SOFC-TG}}$, P_{GEN} y P_{AUX} , y la energía generada por el sistema SOFC-TG, $E_{\text{SOFC-TG}}$, serán proporcionales a la cantidad de combustible consumido.

5.4 Modelo A. Cogeneración con Turbina de Gas

5.4.1 Layout

Para diseñar la instalación se han propuesto las siguientes soluciones:

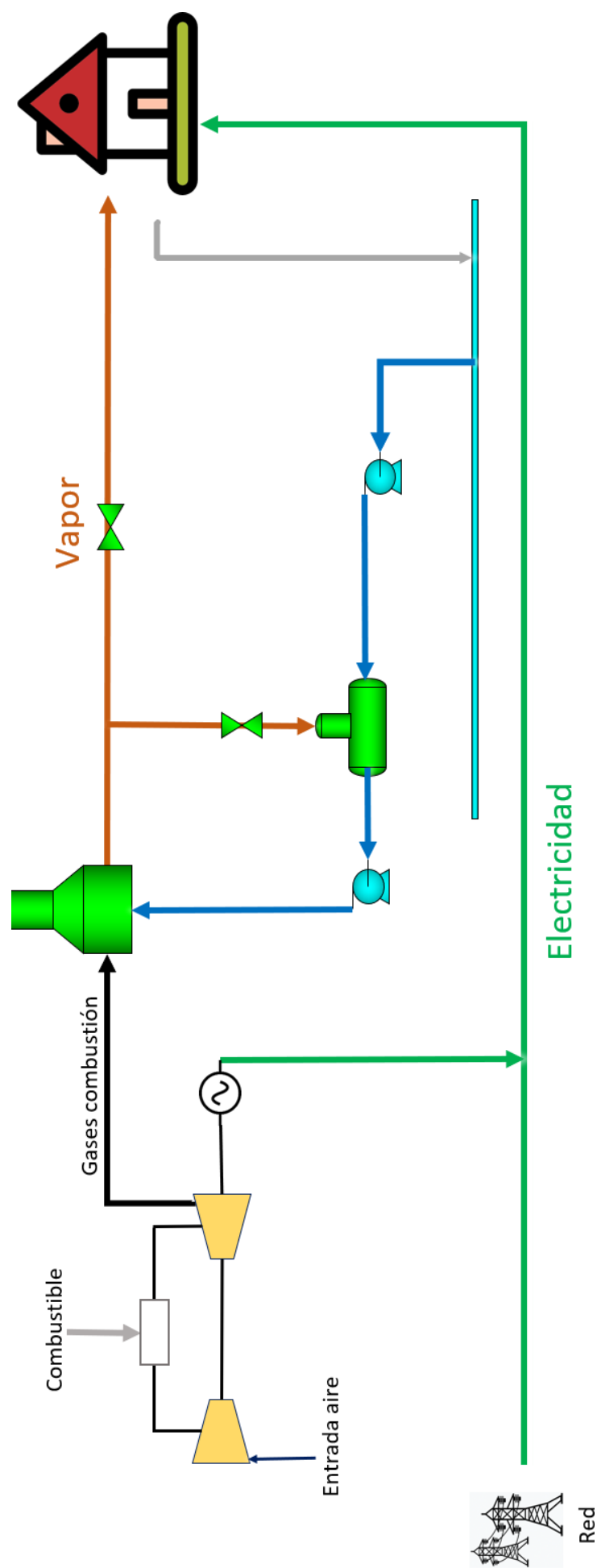
- Turbina de gas de 8 MW.
- Caldera de recuperación 25 t/h 12,5 bar.
- Desgasificador.
- Elementos auxiliares (bomba de retorno de condensados, tuberías, válvulas, colector de condensados...).

Como se muestra en **Figura 5.5** la figura, a la turbina le entra un caudal de aire a través del compresor (31,51 kg/s) y de combustible en la cámara de combustión (0,64 kg/s) que, como se ha descrito anteriormente, será gas natural. A través del generador conectado en el eje de la turbina se generará electricidad, de la cual una parte se destinará a cubrir la demanda eléctrica de la instalación y otra parte será vertida a la red eléctrica, generando así un beneficio económico.

A continuación de la turbina está la caldera de recuperación, que aprovecha los gases de escape y produce 25 t/h de vapor a 12,5 bar, el cual se destinará directamente a la instalación industrial para su consumo.

Por último, tenemos el circuito de retorno con el colector de condensados (a 95 °C) y el desgasificador y las bombas necesarias para retornar el agua a la caldera. Estos últimos elementos auxiliares no se han dimensionado en este Proyecto.

Figura 5.5. Layout de la instalación para el Modelo A



Resultados Turbina de Gas

Siguiendo el cálculo teórico descrito en el apartado 1.2.1 y estimando los siguientes datos de entrada para la turbina:

Tabla 5. Datos de entrada de la Turbina de Gas para el Modelo A

Dato de entrada	Valor	Unidad
T_{01}	293	K
p_{01}	1	bar
Pérdida de carga a la entrada	0,01	bar
Pérdida de carga en la CC	3	%
Relación de compresión	10	
Temperatura entrada turbina	1233	K
Potencia efectiva	8000	kW
Rendimiento interno compresor	88	%
Rendimiento interno turbina	90	%
Rendimiento interno CC	95	%
Rendimiento mecánico del eje	98	%
PCI Gas Natural	43200	kJ/kg

Obtenemos:

Tabla 6. Resultados de la Turbina de Gas para el Modelo A

Variable de salida	Valor	Unidad
T_{02s}	565,69	K
T_{02}	602,88	K
W_c	311,43	kJ/kg
p_{01}	0,99	bar
p_{02}	9,9	bar
p_{03}	9,6	bar
F	0,020	
T_{04s}	701,66	K
T_{04}	754,79	K
W_t	548,98	kJ/kg
$\dot{m}_a$	31,51	kg/s
$\dot{m}_f$	0,64	kg/s
W_e	253,85	kJ/kg
W_i	259,03	kJ/kg
η_t	31	%
η_g	29	%

5.4.2 Resultados Cogeneración

Siguiendo el procedimiento de cálculo que marca el IDAE, descrito en el apartado 5.3.2, y a partir de los siguientes datos de entrada:

Tabla 7. Datos de entrada de la instalación de Cogeneración para el Modelo A

Dato de entrada	Valor	Unidad
Potencia eléctrica nominal	2500	kWe
Tensión de interconexión	0,4	kV
Temperatura anual media	15,4	°C
Disponibilidad de cogeneración	98	%
Horas funcionamiento fábrica	4500	h/año
Horas funcionamiento cogeneración	4410	h/año
Tiempo operación P1	50	%
Demanda de vapor P1	25	t/h
Tiempo operación P2	50	%
Demanda de vapor P2	25	t/h
Entalpía vapor saturado	2783,74	kJ/kg
Rendimiento interno turbina	90	%
Retorno de condensados	75	%
Temperatura de condensados	95	°C
Entalpía de condensados	398,09	kJ/kg

Obtenemos:

Tabla 8. Resultados de la instalación de Cogeneración para el Modelo A

Variable de salida	Valor	Unidad
Combustible total (F)	122670,6	MWh/año
Electricidad generada (E)	22546	MWhe/año
Calor útil (H)	76108,48	MWht/año
Rendimiento eléctrico equivalente (REE)	59,2	%
Rendimiento global (η_g)	80,4	%
CHP $H\eta$	62	%
CHP $E\eta$	18	%
Ahorro energía primaria (PES)	6	%

5.5 Modelo B. Cogeneración con SOFC + Turbina de Gas

5.5.1 Layout

Para el diseño de la instalación del Modelo B, se ha optado por las siguientes soluciones:

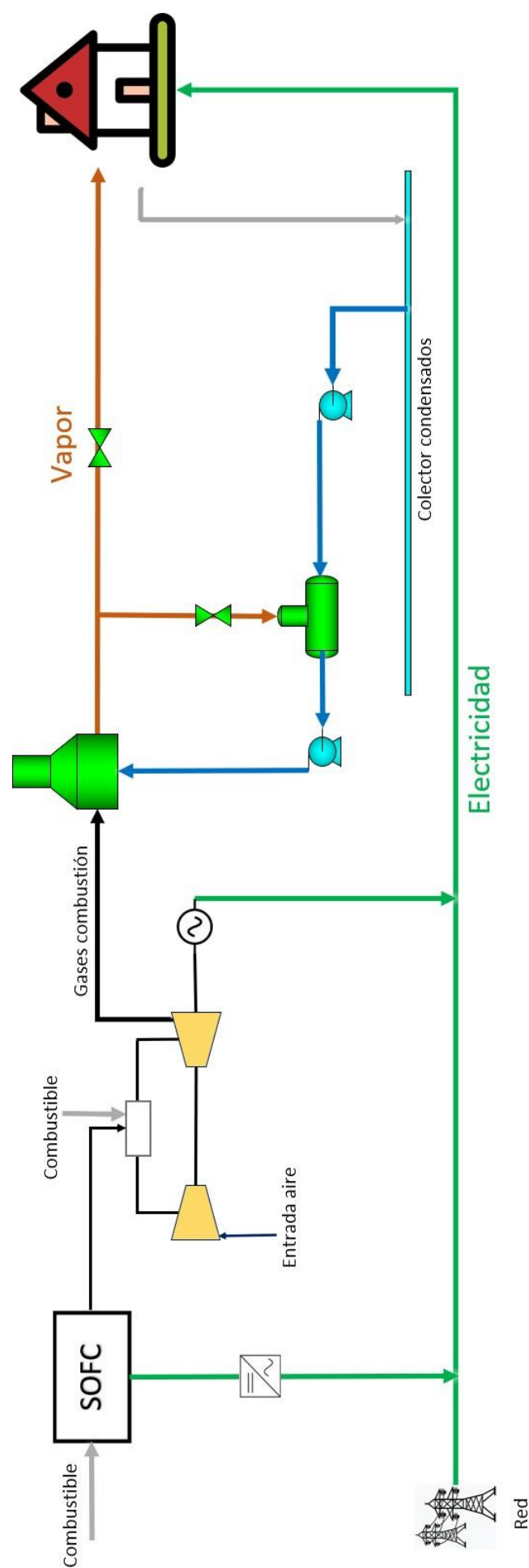
- Pila de combustible SOFC de 1,5 MW.
- Inversor.
- Turbina de gas de 7 MW.
- Caldera de recuperación 25 t/h 12,5 bar.
- Desgasificador.
- Elementos auxiliares (bomba de retorno de condensados, tuberías, válvulas, colector de condensados...).

El funcionamiento de la planta propuesta para el Modelo B (**Figura 5.6**) es similar a la del Modelo A, pero situando una pila SOFC antes de la Turbina de Gas, convirtiéndolo en un sistema híbrido SOFC+TG. A la pila de combustible le entra un caudal de combustible (0,23 kg/s de gas natural) y genera electricidad en corriente continua, la cual se llevará a un inversor para convertirla en corriente alterna y verterla a la red, generando beneficio económico. Además de electricidad, la pila también generará energía térmica, la cual será llevada a la turbina reduciendo el consumo de combustible en la cámara de combustión.

Se ha diseñado el sistema SOFC+TG para que el caudal de combustible total sea el mismo en ambos Modelos, es decir, 0,64 kg/s, solo que en el Modelo B una parte del combustible lo aporta la pila (0,23 kg/s), reduciendo el consumo de gas natural en la turbina.

El resto de la instalación sigue el mismo funcionamiento que el Modelo A.

Figura 5.6. Layout de la instalación para el Modelo B

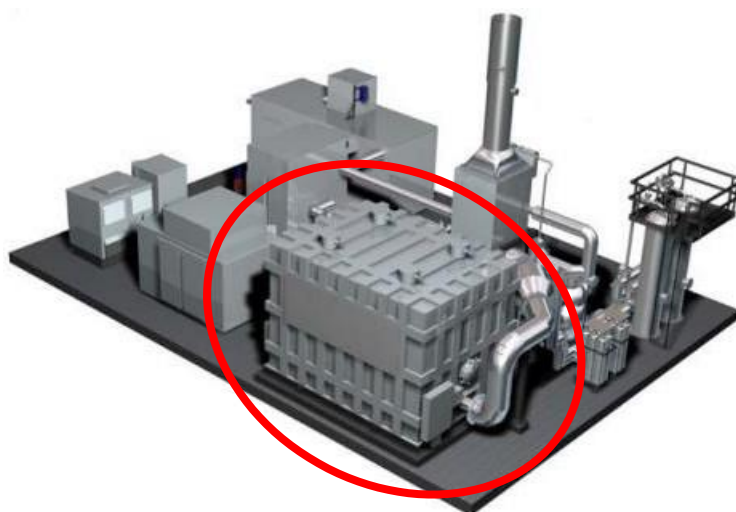


5.5.2 Elección de la Pila SOFC

Tras revisar el catálogo de productos de diversos fabricantes de pilas de combustible (Mitsubishi, Doosan, Ceres Power, Bloom Energy) se ha seleccionado la pila SureSource 1500 (1,4MW) de la compañía estadounidense FuelCell Energy (**Figura 5.7**), que ofrece unas prestaciones similares a los requisitos de la instalación del Modelo B. Se trata de una pila con bajas emisiones, funcionamiento silencioso y requisitos mínimos de espacio, siendo adecuada para ubicaciones donde se suelen emplear tecnologías convencionales de generación de energía.

Esta solución es ideal para la generación de energía in situ para grandes instalaciones que requieren energía continua y vapor de alta calidad para la calefacción de instalaciones y/o la refrigeración por absorción (instalaciones industriales, hospitales, universidades y plantas de tratamiento de aguas residuales...) [22].

Figura 5.7. Pila SOFC SureSource 1500 (FuelCell Energy) [22]



5.5.3 Resultados SOFC + Turbina de Gas

Tal y como se hizo en el caso del Modelo A, partimos de los siguientes datos de entrada de la turbina:

Tabla 9. Datos de entrada de la Turbina de Gas para el Modelo B

Dato de entrada	Valor	Unidad
T_{01}	293	K
p_{01}	1	bar
Pérdida de carga a la entrada	0,01	bar
Pérdida de carga en la CC	4	%
Relación de compresión	9	
Temperatura entrada turbina	1233	K
Potencia efectiva	7000	kW
Rendimiento interno compresor	87	%
Rendimiento interno turbina	89	%
Rendimiento interno CC	92	%
Rendimiento mecánico del eje	98	%
PCI Gas Natural	43200	kJ/kg

De ellos obtenemos:

Tabla 10. Resultados de la Turbina de Gas para el Modelo B

Variable de salida	Valor	Unidad
T_{02s}	593,55	K
T_{02}	577,14	K
W_c	290,59	kJ/kg
p_{01}	0,99	bar
p_{02}	8,91	bar
p_{03}	8,29	bar
F	0,022	
T_{04s}	727,81	K
T_{04}	783,38	K
W_t	516,17	kJ/kg
$\dot{m}_a$	28,95	kg/s
$\dot{m}_f$	0,64	kg/s
W_e	241,8	kJ/kg
W_i	246,73	kJ/kg
η_t	28	%
η_g	25	%

5.5.4 Resultados Cogeneración SOFC + Turbina de Gas

Partiendo de los siguientes datos iniciales para la planta:

Tabla 11. Datos de entrada de la instalación de Cogeneración para el Modelo B

Dato de entrada	Valor	Unidad
Potencia eléctrica nominal	2950	kWe
Tensión de interconexión	0,4	kV
Temperatura anual media	15,4	°C
Disponibilidad de cogeneración	98	%
Horas funcionamiento fábrica	4500	h/año
Horas funcionamiento cogeneración	4410	h/año
Tiempo operación P1	50	%
Demanda de vapor P1	25	t/h
Tiempo operación P2	50	%
Demanda de vapor P2	25	t/h
Entalpía vapor saturado	2783,74	kJ/kg
Rendimiento interno turbina	90	%
Retorno de condensados	85	%

Temperatura de condensados	95	°C
Entalpía de condensados	398,09	kJ/kg

Los resultados obtenidos son:

Tabla 12. Resultados de la instalación de Cogeneración para el Modelo B

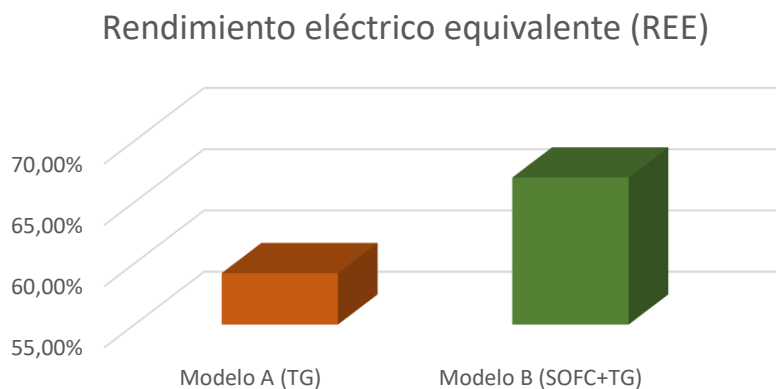
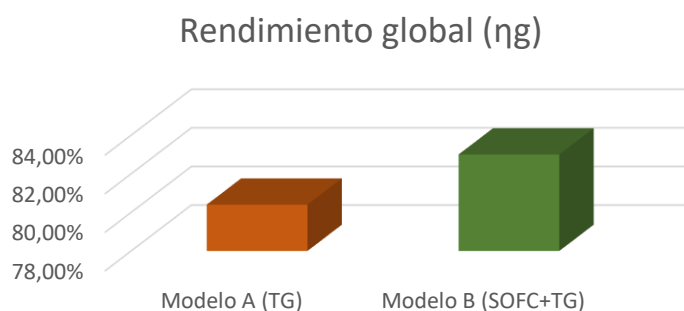
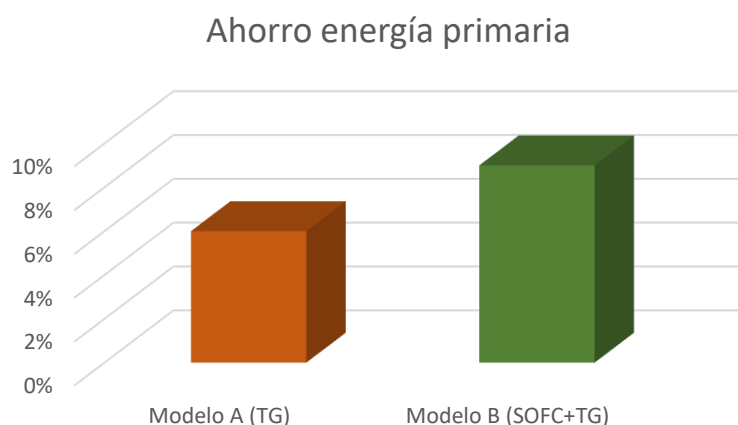
Variable de salida	Valor	Unidad
Combustible total (F)	121590	MWh/año
Electricidad generada (E)	24154,6	MWhe/año
Calor útil (H)	77077,5	MWht/año
Rendimiento eléctrico equivalente (REE)	67	%
Rendimiento global (η_g)	83	%
CHP $H\eta$	63	%
CHP $E\eta$	19	%
Ahorro energía primaria (PES)	9	%

5.6 Comparativa energética

Los principales parámetros energéticos de ambos modelos son los siguientes:

Tabla 13. Comparativa energética de resultados obtenidos

Parámetro	Modelo A (TG)	Modelo B (SOFC+TG)
Rendimiento eléctrico equivalente (REE)	59,2%	67%
Rendimiento global (η_g)	80,4%	83%
Ahorro energía primaria	6%	9%
Consumo combustible	0,64 kg/s	0,64 kg/s

Figura 5.8. Gráfica comparativa del REE**Figura 5.9.** Gráfica comparativa del rendimiento global**Figura 5.10.** Gráfica comparativa del ahorro de energía primaria

A la vista de los resultados, observamos que el resultado de aplicar la tecnología de la pila SOFC a un sistema de cogeneración es técnicamente ventajosa, pues mejora tanto su REE como el rendimiento global. A pesar de que en ninguno de los modelos se llega al 10% de ahorro de energía primaria exigido por el IDAE para recibir la subvención por cogeneración de alta eficiencia, se comprueba que el Modelo B se queda más cerca de este valor (9%) que el Modelo A, lo cual deja abierta la posibilidad de que, con una pequeña optimización del Modelo, se pueda alcanzar dicho objetivo.

Aunque en este trabajo no se ha cuantificado, una instalación que integre una pila de combustible tiene evidentes ventajas medioambientales, pues disminuirá las emisiones a la atmósfera de CO₂ y otros gases contaminantes.

5.7 Estudio económico

5.7.1 Base teórica y parámetros de estudio

El estudio económico es imprescindible a la hora de estudiar la viabilidad de la implantación de una planta de cogeneración.

La rentabilidad de una instalación de cogeneración depende fundamentalmente de dos factores:

- El aprovechamiento de energía térmica de la instalación. Esto es, si la instalación industrial que demanda la energía térmica que produce la planta de cogeneración, puede utilizarla de forma rentable.
- Los costes de electricidad y/o incentivos adicionales. Es necesario analizar los costes eléctricos, hacer una proyección de los incrementos futuros, y analizar la posibilidad de recibir incentivos adicionales.

Para determinar si la solución propuesta es económicamente viable, los costos de energía sin cogeneración deben compararse con los costos de inversión, operación y mantenimiento de la planta de CHP. Además, es necesario analizar los incentivos que pueda establecer la legislación.

Partimos de las siguientes hipótesis iniciales para realizar el estudio económico:

- La vida útil de la planta es la vida útil regulatoria (25 años).
- No considerada desconexión completa de la red.
- Reducción de la potencia contratada.
- Precio del combustible y energía eléctrica variables (debido a inflación).
- Costes de mantenimiento variables (inflación).
- No se han considerado subvenciones a la inversión inicial ni en fase de O&M.
- No se considera aportación de capital propio, todo lo necesario es financiación externa a través de un préstamo bancario.
- La amortización de los equipos es constante (a 15 años).
- Cálculo de las cuotas del préstamo por sistema francés.

A. Estimación de la inversión inicial (CAPEX)

En estos costes iniciales se incluye la compra de los equipos, elaboración del proyecto y la construcción de la planta.

- Turbina y grupo generador: potencia, combustibles alternativos, voltaje del generador, métodos de control de emisiones de la turbina, nivel de ruidos.
- Pila SOFC e inversores.
- Sistema para la captación y evacuación de la energía térmica: medio (vapor, agua fría o agua caliente), calidad de la energía térmica (presión y temperatura), niveles de presión y temperatura requeridos, sistema de tratamiento de agua.
- Post combustión: capacidad térmica alternativa, combustible alternativo.
- Chimenea y sistema de escape de gases: temperatura de los gases de escape, chimenea simple o múltiple para varios motores en paralelo, control de emisiones, válvulas de by-pass.
- Suministro de combustible: interconexión con el sistema de suministro de combustible, capacidad de almacenamiento, medida del combustible, necesidad de un compresor para el combustible gaseoso (si

la presión de suministro no es suficiente).

- Sistema de control automático: características del sistema de control, requerimientos para la operación automática, interconexión con la red del usuario.
- Interconexión con la red eléctrica: línea de conexión, conexión de una o dos vías, seguridad y equipos de medida.
- Tuberías: conexión con los circuitos de agua, vapor o gas comprimido.
- Ventilación y sistemas de combustión: conductor, filtros y equipo de atenuación de ruido.
- Transporte de los equipos e impuestos.

Costes de instalación:

- Permisos de instalación.
- Adquisición de terrenos y preparación.
- Obra civil.
- Instalación de equipos.
- Documentación exigida.

Costes de proyecto: aquí se sitúan los costes asociados al análisis de viabilidad, planificación y desarrollo del proyecto, que se sitúa entre el 15 y 30 por ciento del coste del equipamiento y construcción.

- Diseño de Ingeniería / Arquitectura / Obras públicas.
- Dirección de obra.
- Estudios medioambientales y coste de licencias.
- Servicios especiales de consultoría e inspecciones.
- Costes financieros

Para evaluar los costes iniciales de la inversión, se tomará como referencia la siguiente tabla:

Figura 5.11. Desglose de costes iniciales de referencia [19]
Breakdown of investment costs for small-scale cogeneration [Jennekens, 1989].

Type of cost	% of total
Cogeneration unit including heat recovery equipment	55
Instrumentation, regulation and control	15
Auxiliary systems	5
Connection to grid	5
Civil work and/or acoustic enclosure	10
Installation and commissioning	5
Project costs	5
Total	100

B. Costes de operación y mantenimiento (OPEX)

Los costes de operación y mantenimiento se pueden desglosar como:

- Combustible. Frecuentemente es el mayor coste de explotación, que puede alcanzar el 80% del coste

total de la operación. La excepción es cuando el combustible es un residuo u otro proceso. Otros consumos de operación son el aceite, el agua de aporte y los productos de tratamiento.

- Personal. Dependen del tamaño del sistema y del grado de automatización. Pequeñas plantas de cogeneración (<10MW) pueden operar sin cuidado directo. Plantas de 10-30 MW pueden ser mantenidas con un solo operario. En cualquier caso, es dependiente de la inversión inicial en tecnología. En cualquier caso, las turbinas de gas requieren más operarios, para igualdad de potencia, que el resto de las plantas.
- Mantenimiento. Son muy dependientes del tipo de turbina, combustible y entorno de trabajo. Los combustibles pesados y el número de paradas y arranques incrementan los costes de mantenimiento.
- Seguros. Se aplican para cubrir fallos en los equipos, caídas de la producción, disminución de los ahorros. Se pueden situar entre el 0,25 y el 2% del coste de capital.

En la tabla que se adjunta a continuación, se muestran los valores de mantenimiento (euro/MWhe) según el tipo de tecnología empleada. En nuestro caso, nos basaremos en los datos de la Turbina de Gas.

Figura 5.12. Desglose de costes de O&M de referencia [19]

Type of cost	% of total	
	Gas-turbine ⁽¹⁾	Steam-turbine ⁽²⁾
Turbinen-Generator	34	50 ⁽³⁾
Heat recovery steam generator	20	-
Instrumentation, regulation, control	4	3
Auxiliary systems	7	4
Connection to grid	3	6
Civil work (land, buildings, roads)	6	11
Engineering and construction management	11	11
Contingency	15	15
Total	100	100
(1) Nominal power 10 MW.		
(2) Non-condensing turbine. Nominal power 30 MW.		
(3) Boiler cost is included.		

Para evaluar los costes iniciales de la inversión, se tomará como referencia la siguiente tabla:

Tabla 14. Porcentajes de referencia para evaluación de costes de O&M

Partida	Porcentaje
Combustible	80%
Personal	6%
Mantenimiento	12%
Seguros	2%
Total	100%

C. Ingresos y costes evitados

Para obtener los flujos de caja necesitamos conocer los ingresos y costes evitados en cada año de funcionamiento (25 años en este caso). Estos son:

- Venta de electricidad, ya que se verterá a la red a precio de mercado.

- Debido a un menor requerimiento de potencia se reducirá la cuota de potencia.
- Reducción del consumo eléctrico.
- Ahorro de energía térmica según el calor útil y el precio del combustible.
- Retribución por subvenciones (inicial y en fase de O&M).

D. Flujos de caja

A la hora de calcular los flujos de caja, se pueden plantear 3 posibles escenarios económicos: uno optimista, otro actual (más realista), y un último pesimista o más desfavorable. Según el alcance de este proyecto, solo se evaluará el escenario actual, dejando las otras dos opciones como posibles ampliaciones del trabajo.

En esta tabla vemos cómo hemos valorado los parámetros para cada uno de los escenarios que hemos considerado:

Tabla 15. Comparativa de los 3 escenarios posibles

Parámetro	Optimista	Actual (Realista)	Desfavorable
Venta de electricidad	Máxima	Media	Mínima
Precio venta electricidad	Alto	Medio	Bajo
Precio energía consumida	Alta	Normal	Baja
Cuota de potencia	Muy reducida	Reducción media	Poca reducción
Coste combustible	Bajo	Normal	Alto
Subvención recibida	Alta	Ninguna	Ninguna
Importe del préstamo	Bajo	Medio	Alto
Inflación de costes anuales	No existe	Normal	Alta

El procedimiento de cálculo de los flujos de caja anuales que retornará el proyecto durante la fase OPEX es el siguiente:

Para cada año de la fase de operación, a los ingresos anuales se le restan los gastos, incluyendo la amortización contable de los equipos. Cualquier ahorro obtenido se considera también como ingreso. Con esta diferencia se obtiene el Beneficio Antes de Impuestos (BAI), al cual hay que restarle los impuestos al beneficio de las empresas para obtener el Beneficio Neto (BN) de cada año. Al BN se le vuelve a sumar la cuota de amortización (ya que la amortización es un concepto contable que no tiene efecto en el cálculo de los flujos de caja) y se obtiene finalmente el Cash Flow (CF) anual del proyecto.

E. Parámetros de análisis de la inversión

Para analizar la bondad prevista de una inversión valoraremos tres parámetros fundamentales que utilizan la información del coste inicial y de los flujos de caja anuales, calculados como se indicó en el apartado anterior. A saber:

- NPV o VAN (Valor Actualizado Neto). Calcula el rendimiento actualizado según una tasa de descuento de los flujos positivos y negativos originados por una inversión.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (31)$$

siendo:

CF_t: flujo de caja del año t

I₀: inversión inicial (fase CAPEX)

k: tipo de interés

- IRR o TIR (Tasa Interna de Retorno). Es un porcentaje que mide la viabilidad de una inversión, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados. Genera un valor cuantitativo a través del cual es posible saber si un proyecto es viable o no, considerando otras alternativas de inversión. Se obtiene como la tasa para la que el VAN del proyecto es nulo.

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} \Rightarrow TIR \quad (32)$$

- PB (Payback o plazo de Recuperación). Es el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial. Se calcula sumando los CF anuales desde el año 1, hasta que dicha suma supere la inversión inicial.

5.7.2 Resultados Modelo A. Cogeneración con Turbina de Gas

5.7.2.1 Parámetros económicos de partida

Para el Modelo A, los valores de los parámetros económicos a tener en cuenta para calcular los flujos de caja son:

Tabla 16. Parámetros económicos para el Modelo A

Partida	Valor	Unidad
Inversión inicial	12.500.000	€
Coste equipos amortizables	7.625.000	€
Producción eléctrica total	22.546	MWhe/año
Electricidad consumo propio	20.000	MWhe/año
Electricidad vendida	2.546	MWhe/año
Cuota de potencia	10,000	€/kW mes
Precio energía consumida	0,190	€/kWh
Precio venta electricidad	0,170	€/kWh
Potencia instalación	2.500	kWe
Calor útil (H)	76.108	MWht/año
PCI combustible	10,83	kWh/Nm ³
Consumo combustible	7.666.667	Nm ³ /año
Coste combustible	0,15	€/Nm ³
Horas anuales de operación	4.410	horas/año
Interés anual préstamo	5	% anual
Años préstamo	10	años
Importe préstamo	12.500.000	€
Comisión préstamo	1	% sobre ppal

Impuesto sociedades	30	% anual
Inflación en costes mantenimiento	1	% anual
Inflación en coste combustible	1	% anual
Inflación en coste electricidad	1	% anual
Inflación en precio venta electricidad	1	% anual
Período amortización equipos	15	años
Ciclo de vida útil de la inversión	25	años
Tasa de descuento	10	% anual

5.7.2.2 CAPEX

El desglose de la inversión inicial para el Modelo A es:

Tabla 17. Desglose del CAPEX para el Modelo A

Partida	Coste [€]
Turbina de gas y generador	4.250.000
Caldera de recuperación	2.500.000
Sistemas auxiliares	875.000
Conexión a red	375.000
Instrumentación y control	500.000
Obra civil	750.000
Instalación y puesta en marcha	625.000
Dirección y control de obra	250.000
Ingeniería	1.125.000
Contingencia	1.250.000
Total (I_{0A})	12.500.000

5.7.2.3 OPEX

El desglose de los costes de O&M es:

Tabla 18. Desglose del OPEX para el Modelo A

Partida	Coste anual [€/año]
Combustible	1.150.000
Personal	145.000
Mantenimiento	210.000
Seguros	30.000
Total	1.535.000

5.7.2.4 Flujos de caja del Modelo A

Dado que partimos de la hipótesis de que la inversión inicial se financia a través de un préstamo bancario, en primer lugar, calcularemos las cuotas anuales. Vamos a considerar el sistema francés ya que es el más utilizado. En él, todos los años se devuelve la misma cuota. Sus datos de partida son los siguientes:

Tabla 19. Datos de entrada para el cálculo del préstamo del Modelo A

Parámetro	Valor	Unidad
Importe préstamo	12500000	€
Interés Nominal	5	%
Comisión (%)	1	%
Número de años	10	Años

A partir de ellos obtenemos:

Tabla 20. Valores de parámetros del préstamo para el Modelo A

Parámetro	Valor	Unidad
Término amortizativo (a)	1618807,19	€
Pago intereses del primer año (I_1)	625000	€
Amortización de capital del primer año (A_1)	993807,19	€

Y finalmente las cuotas anuales a devolver a la entidad bancaria en cada uno de los años de vida del préstamo son las siguientes:

Tabla 21. Resultados del préstamo para el Modelo A

Parámetro	1	2	3	4	5
A_t	993807,19	1043497,55	1095672,42	1150456,04	1207978,85
I_t	625000,00	575309,64	523134,76	468351,14	410828,34
Cuota año t	1618807,19	1618807,19	1618807,19	1618807,19	1618807,19

Parámetro	6	7	8	9	10
A_k	1268377,79	1331796,68	1398386,51	1468305,84	1541721,13
I_k	350429,40	287010,51	220420,67	150501,35	77086,06
Cuota año t	1618807,19	1618807,19	1618807,19	1618807,19	1618807,19

Ahora ya estamos en disposición de calcular los flujos de caja para los 25 años de vida útil del proyecto, siguiendo el método de cálculo descrito:

Tabla 22. Flujos de caja para el Modelo A

	1	2	3	4	5
Venta electricidad	432.820	437.148	441.520	445.935	450.394
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134
Combustible	1.150.000	1.161.500	1.173.115	1.184.846	1.196.695
Mantenimiento	210.000	212.100	214.221	216.363	218.527
Resto O&M	175.000	176.750	178.518	180.303	182.106
Amortización equipos	508.333	508.333	508.333	508.333	508.333
Cuota préstamo	1.618.807	1.618.807	1.618.807	1.618.807	1.618.807
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	1.624.814	1.613.792	1.602.660	1.591.416	1.580.061
Impuestos	487.444	484.138	480.798	477.425	474.018
Beneficio Neto (BN)	1.137.370	1.129.654	1.121.862	1.113.991	1.106.042
Amortización	508.333	508.333	508.333	508.333	508.333
Cash Flow	1.645.703	1.637.988	1.630.195	1.622.325	1.614.376

	6	7	8	9	10
Venta electricidad	454.898	459.447	464.042	468.682	473.369
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134
Combustible	1.208.662	1.220.748	1.232.956	1.245.285	1.257.738
Mantenimiento	220.712	222.919	225.148	227.400	229.674
Resto O&M	183.927	185.766	187.624	189.500	191.395
Amortización equipos	508.333	508.333	508.333	508.333	508.333
Cuota préstamo	1.618.807	1.618.807	1.618.807	1.618.807	1.618.807
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	1.568.591	1.557.007	1.545.307	1.533.491	1.521.556
Impuestos	470.577	467.102	463.592	460.047	456.467
Beneficio Neto (BN)	1.098.014	1.089.905	1.081.715	1.073.443	1.065.089
Amortización	508.333	508.333	508.333	508.333	508.333
Cash Flow	1.606.347	1.598.238	1.590.049	1.581.777	1.573.422

	11	12	13	14	15
Venta electricidad	478.103	482.884	487.712	492.590	497.515
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134
Combustible	1.270.315	1.283.019	1.295.849	1.308.807	1.321.895
Mantenimiento	231.971	234.290	236.633	239.000	241.390

Resto O&M	193.309	195.242	197.194	199.166	201.158
Amortización equipos	508.333	508.333	508.333	508.333	508.333
Cuota préstamo	-	-	-	-	-
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	3.128.308	3.116.133	3.103.837	3.091.417	3.078.873
Impuestos	938.493	934.840	931.151	927.425	923.662
Beneficio Neto (BN)	2.189.816	2.181.293	2.172.686	2.163.992	2.155.211
Amortización	508.333	508.333	508.333	508.333	508.333
Cash Flow	2.698.149	2.689.627	2.681.019	2.672.325	2.663.545

	16	17	18	19	20
Venta electricidad	502.491	507.515	512.591	517.717	522.894
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134
Combustible	1.335.114	1.348.465	1.361.950	1.375.570	1.389.325
Mantenimiento	243.803	246.242	248.704	251.191	253.703
Resto O&M	203.170	205.201	207.253	209.326	211.419
Amortización equipos	-	-	-	-	-
Cuota préstamo	-	-	-	-	-
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	3.574.537	3.561.741	3.548.817	3.535.764	3.522.581
Impuestos	1.072.361	1.068.522	1.064.645	1.060.729	1.056.774
Beneficio Neto (BN)	2.502.176	2.493.219	2.484.172	2.475.035	2.465.806
Amortización	-	-	-	-	-
Cash Flow	2.502.176	2.493.219	2.484.172	2.475.035	2.465.806

	21	22	23	24	25
Venta electricidad	528.123	533.404	538.738	544.125	549.567
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134	1.054.134
Combustible	1.403.219	1.417.251	1.431.423	1.445.737	1.460.195
Mantenimiento	256.240	258.802	261.390	264.004	266.644
Resto O&M	213.533	215.669	217.825	220.004	222.204
Amortización equipos	-	-	-	-	-
Cuota préstamo	-	-	-	-	-
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	3.509.265	3.495.816	3.482.233	3.468.514	3.454.658
Impuestos	1.052.780	1.048.745	1.044.670	1.040.554	1.036.397
Beneficio Neto (BN)	2.456.486	2.447.071	2.437.563	2.427.960	2.418.261

Amortización	-	-	-	-	-
Cash Flow	2.456.486	2.447.071	2.437.563	2.427.960	2.418.261

5.7.2.5 Análisis de la inversión

A partir de los flujos de caja calculamos los parámetros de análisis de la inversión para el Modelo A:

Tabla 23. Análisis de la inversión para el Modelo A

Parámetro	Valor
NPV (VAN)	4.982.097
IRR (TIR)	14,26%
DPB (Payback)	8 años

5.7.3 Resultados Modelo B. Cogeneración con SOFC + Turbina de Gas

5.7.3.1 Parámetros económicos de partida

Para el Modelo B, partimos de los siguientes valores de los parámetros económicos:

Tabla 24. Parámetros económicos para el Modelo B

Partida	Valor	Unidad
Inversión inicial	15.450.000	€
Coste equipos amortizables	10.475.000	€
Producción eléctrica total	24.155	MWhe/año
Electricidad consumo propio	20.000	MWhe/año
Electricidad vendida	4.155	MWhe/año
Cuota de potencia	10,000	€/kW mes
Precio energía consumida	0,190	€/kWh
Precio venta electricidad	0,170	€/kWh
Potencia instalación	2.950	kWe
Calor útil (H)	77.077	MWht/año
PCI combustible	10,83	kWh/Nm ³
Consumo combustible	7.666.667	Nm ³ /año
Coste combustible	0,15	€/Nm ³
Horas anuales de operación	4.410	horas/año
Interés anual préstamo	5	% anual
Años préstamo	10	años
Importe préstamo	15.450.000	€
Comisión préstamo	1	% sobre ppal
Impuesto sociedades	30	% anual
Inflación en costes mantenimiento	1	% anual

Inflación en coste combustible	1	% anual
Inflación en coste electricidad	1	% anual
Inflación en precio venta electricidad	1	% anual
Período amortización equipos	15	años
Ciclo de vida útil de la inversión	25	años
Tasa de descuento	10	% anual

5.7.3.2 CAPEX

El desglose de la inversión inicial para el Modelo B es:

Tabla 25. Desglose del CAPEX para el Modelo B

	Coste [€]
Turbina de gas y generador	3.850.000
Pila SOFC	2.500.000
Inversor	750.000
Caldera de recuperación	2.500.000
Sistemas auxiliares	875.000
Conexión a red	400.000
Instrumentación y control	525.000
Obra civil	750.000
Instalación y puesta en marcha	625.000
Dirección y control de obra	250.000
Ingeniería	1.125.000
Contingencia	1.250.000
Total (I_{0B})	15.450.000

5.7.3.3 OPEX

El desglose de los costes de O&M para el Modelo B es:

Tabla 26. Desglose del OPEX para el Modelo B

	Coste anual [€/año]
Combustible	1.150.000
Personal	145.000
Mantenimiento	210.000
Seguros	30.000
Total	1.535.000

Además, se considerará que cada 6 años se instalarán nuevas celdas SOFC con un coste de 1.250.000 €.

5.7.3.4 Flujos de caja del Modelo B

En primer lugar, calculamos el préstamo por el sistema francés. El préstamo en el Modelo B se ha calculado igual que en Modelo A, únicamente variando los datos de entrada, que en este caso serán:

Tabla 27. Datos de entrada para el cálculo del préstamo del Modelo B

Parámetro	Valor	Unidad
Importe préstamo	15450000	€
Interés Nominal	5	%
Comisión (%)	1	%
Número de años	10	Años

Calculamos:

Tabla 28. Valores de parámetros del préstamo para el Modelo B

Parámetro	Valor	Unidad
Término amortizativo (a)	2000845,68	€
Pago intereses del primer año (I1)	772500	€
Amortización de capital del primer año (A1)	1228345,68	€

Y las cuotas anuales a devolver a la entidad bancaria en cada uno de los años de vida del préstamo son las siguientes:

Tabla 29. Resultados del préstamo para el Modelo B

Parámetro	1	2	3	4	5
A_t	1228345,68	1289762,97	1354251,12	1421963,67	1493061,86
I_t	772500,00	711082,72	646594,57	578882,01	507783,83
Cuota año t	2000845,68	2000845,68	2000845,68	2000845,68	2000845,68

Parámetro	6	7	8	9	10
A_t	1567714,95	1646100,70	1728405,73	1814826,02	1905567,32
I_t	433130,74	354744,99	272439,95	186019,67	95278,37
Cuota año t	2000845,68	2000845,68	2000845,68	2000845,68	2000845,68

Así pues, el CF para el Modelo B es el siguiente:

Tabla 30. Flujos de caja para el Modelo B

	1	2	3	4	5
Venta electricidad	706.282	713.345	720.478	727.683	734.960
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555
Combustible	1.150.000	1.161.500	1.173.115	1.184.846	1.196.695
Mantenimiento	210.000	212.100	214.221	216.363	218.527
Resto O&M	175.000	176.750	178.518	180.303	182.106
Reposición pila SOFC	-	-	-	-	-
Amortización equipos	698.333	698.333	698.333	698.333	698.333
Cuota préstamo	2.000.846	2.000.846	2.000.846	2.000.846	2.000.846
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	1.339.658	1.331.371	1.323.001	1.314.547	1.306.009
Impuestos	401.897	399.411	396.900	394.364	391.803
Beneficio Neto (BN)	937.761	931.960	926.101	920.183	914.206
Amortización	698.333	698.333	698.333	698.333	698.333
Cash Flow	1.636.094	1.630.293	1.624.434	1.618.516	1.612.540

	6	7	8	9	10
Venta electricidad	742.309	749.733	757.230	764.802	772.450
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555
Combustible	1.208.662	1.220.748	1.232.956	1.245.285	1.257.738
Mantenimiento	220.712	222.919	225.148	227.400	229.674
Resto O&M	183.927	185.766	187.624	189.500	191.395
Reposición pila SOFC	1.250.000	-	-	-	-
Amortización equipos	698.333	698.333	698.333	698.333	698.333
Cuota préstamo	2.000.846	2.000.846	2.000.846	2.000.846	2.000.846
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	47.385	1.288.675	1.279.878	1.270.993	1.262.020
Impuestos	14.216	386.603	383.964	381.298	378.606
Beneficio Neto (BN)	33.170	902.073	895.915	889.695	883.414
Amortización	698.333	698.333	698.333	698.333	698.333
Cash Flow	731.503	1.600.406	1.594.248	1.588.029	1.581.747

	11	12	13	14	15
Venta electricidad	780.175	787.976	795.856	803.815	811.853
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000

Ahorro energía térmica	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555
Combustible	1.270.315	1.283.019	1.295.849	1.308.807	1.321.895
Mantenimiento	231.971	234.290	236.633	239.000	241.390
Resto O&M	193.309	195.242	197.194	199.166	201.158
Reposición pila SOFC	-	1.250.000	-	-	-
Amortización equipos	698.333	698.333	698.333	698.333	698.333
Cuota préstamo	-	-	-	-	-
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	3.253.802	1.994.648	3.235.402	3.226.064	3.216.632
Impuestos	976.141	598.394	970.621	967.819	964.990
Beneficio Neto (BN)	2.277.661	1.396.253	2.264.781	2.258.245	2.251.642
Amortización	698.333	698.333	698.333	698.333	698.333
Cash Flow	2.975.995	2.094.587	2.963.115	2.956.578	2.949.976

	16	17	18	19	20
Venta electricidad	819.971	828.171	836.453	844.817	853.266
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555
Combustible	1.335.114	1.348.465	1.361.950	1.375.570	1.389.325
Mantenimiento	243.803	246.242	248.704	251.191	253.703
Resto O&M	203.170	205.201	207.253	209.326	211.419
Reposición pila SOFC	-	-	1.250.000	-	-
Amortización equipos	-	-	-	-	-
Cuota préstamo	-	-	-	-	-
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	3.905.439	3.895.818	2.636.101	3.876.286	3.866.374
Impuestos	1.171.632	1.168.745	790.830	1.162.886	1.159.912
Beneficio Neto (BN)	2.733.808	2.727.073	1.845.271	2.713.400	2.706.462
Amortización	-	-	-	-	-
Cash Flow	2.733.808	2.727.073	1.845.271	2.713.400	2.706.462

	21	22	23	24	25
Venta electricidad	861.798	870.416	879.120	887.912	896.791
Ahorro energía consumida	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000	3.800.000
Ahorro energía térmica	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555	1.067.555
Combustible	1.403.219	1.417.251	1.431.423	1.445.737	1.460.195
Mantenimiento	256.240	258.802	261.390	264.004	266.644
Resto O&M	213.533	215.669	217.825	220.004	222.204
Reposición pila SOFC	-	-	-	1.250.000	-

Amortización equipos	-	-	-	-	-
Cuota préstamo	-	-	-	-	-
Beneficio antes de Impuestos (BAI)	3.856.362	3.846.250	3.836.037	2.575.722	3.815.303
Impuestos	1.156.909	1.153.875	1.150.811	772.717	1.144.591
Beneficio Neto (BN)	2.699.453	2.692.375	2.685.226	1.803.005	2.670.712
Amortización	-	-	-	-	-
Cash Flow	2.699.453	2.692.375	2.685.226	1.803.005	2.670.712

5.7.3.5 Análisis de la inversión

A partir de los flujos de caja calculamos los parámetros de análisis de la inversión para el Modelo B:

Tabla 31. Análisis de la inversión para el Modelo B

Parámetro	Valor
NPV (VAN)	1.763.947
IRR (TIR)	11.25%
DPB (Payback)	11 años

5.8 Comparativa económica

Tabla 32. Comparativa económica de resultados obtenidos

Parámetro	Modelo A (TG)	Modelo B (SOFC+TG)
Inversión inicial	12.500.000	15.450.000
NPV (VAN)	4.982.097	1.763.947
IRR (TIR)	14,26%	11.25%
DPB (Payback)	8 años	11 años

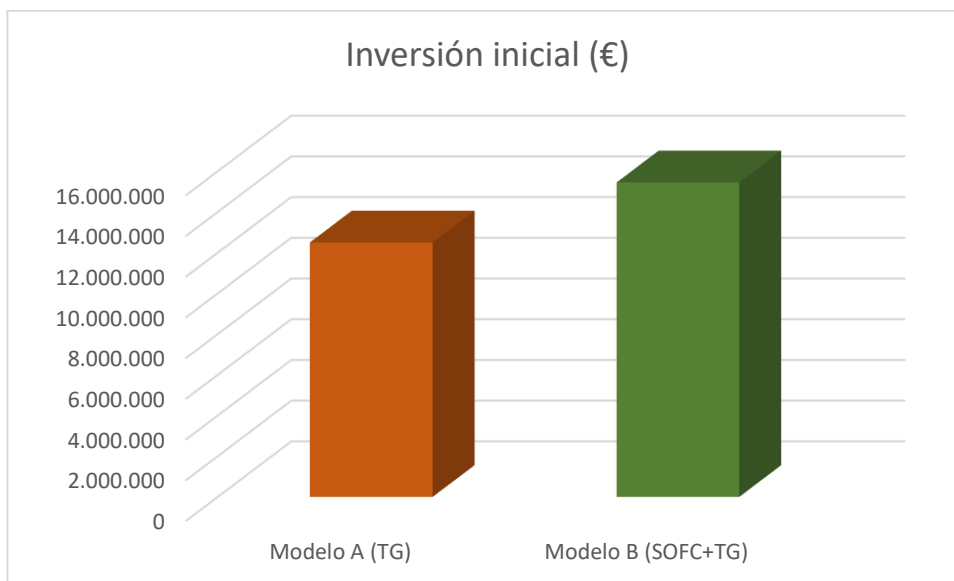
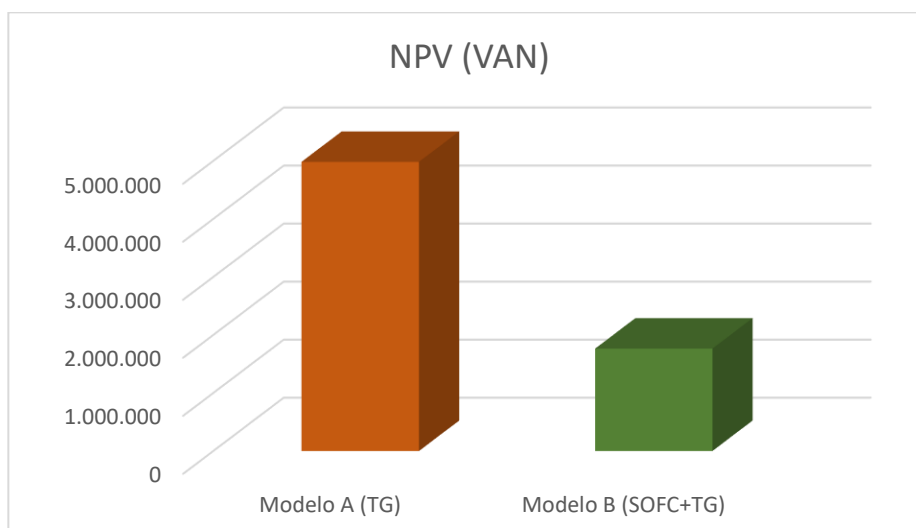
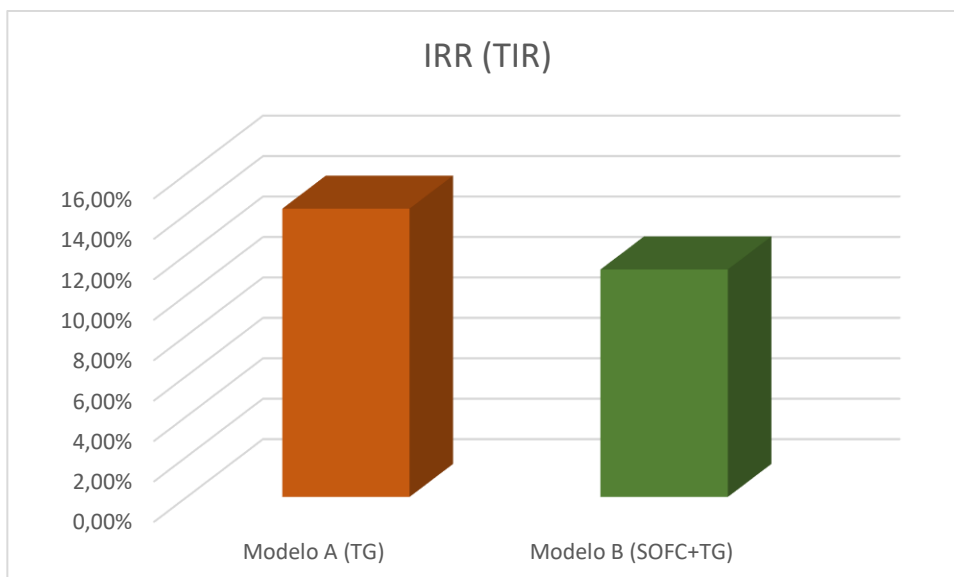
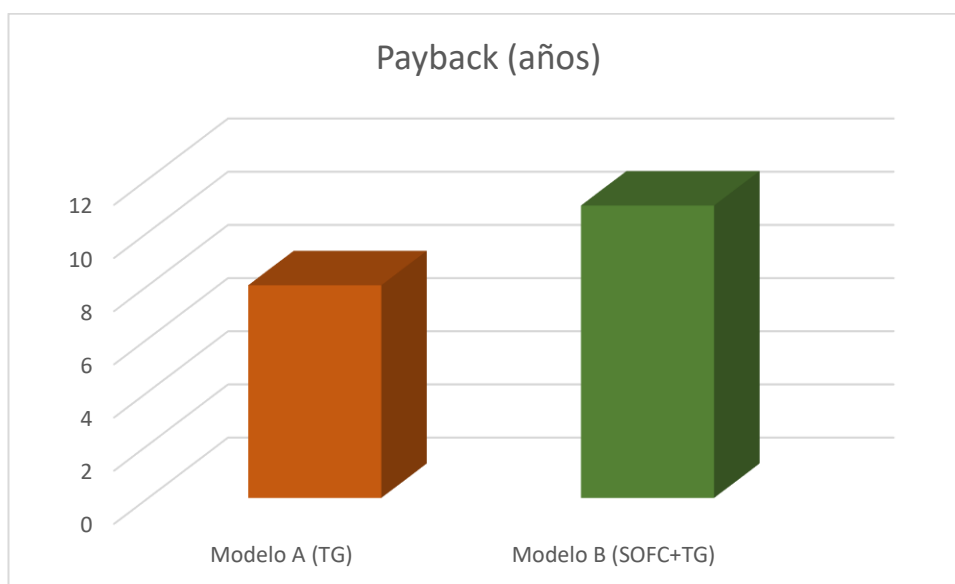
Figura 5.13. Gráfica comparativa de la inversión inicial**Figura 5.14.** Gráfica comparativa del VAN**Figura 5.15.** Gráfica comparativa de la TIR

Figura 5.16. Gráfica comparativa del payback

La principal diferencia en relación con la inversión inicial estriba en que el Modelo B es un sistema híbrido que requiere mayor inversión debido a que, aunque la turbina de gas disminuye de tamaño y precio respecto al Modelo A, el coste de la pila SOFC (incluyendo los inversores y otros elementos necesarios para su acoplamiento) es muy elevado.

Y, por otro lado, si comparamos los flujos de caja de ambos modelos se puede observar que:

- Dado que el rendimiento de la pila es óptimo durante solo 6 años, en el Modelo B se necesita un alto coste de reposición de las baterías 4 veces a lo largo de la vida del proyecto.
- Un factor a favor del Modelo B es el aprovechamiento de energía térmica de la pila, y el aumento de venta de electricidad respecto al A, que supone un ingreso anual adicional que no tiene el Modelo A.

A la vista de los resultados obtenidos en el análisis energético, parecía esperable que económicamente el Modelo B superara en rentabilidad al A. Sin embargo, al hacer el balance económico se obtiene que tanto el VAN como la TIR del Modelo B son sensiblemente inferiores a las del Modelo A. Es decir, las tasas de retorno y de rentabilidad de la inversión una vez que acoplamos una pila SOFC a una turbina de gas, no solo no aumentan, sino que hacen esta posibilidad menos atractiva. Esto también se ve reflejado en el Payback, ya que se necesitan 3 años más en el Modelo B para recuperar la inversión inicial.

6 CONCLUSIONES

Este trabajo ha consistido en el estudio de la viabilidad de la integración de una pila de combustible de hidrógeno en sistemas de producción de potencia convencionales. Para ello, se han modelado dos plantas de cogeneración, a una de las cuales se le ha implementado una pila de combustible tipo SOFC como apoyo a la turbina de gas.

Dichas plantas se han diseñado con los componentes habituales de una instalación de cogeneración, tomando como referencia dos instalaciones existentes en cuanto a los valores de los parámetros característicos, como demandas térmica y eléctrica, consumo de combustible, potencia y precio del equipamiento.

El resultado del estudio energético realizado muestra que la planta híbrida (Modelo B) presenta mejores valores que la cogeneración simple (Modelo A) en cuanto a rendimiento (tanto global como eléctrico). En el caso del rendimiento global se pasa de un 80,4% en el Modelo A a un 83% en el Modelo B, mientras que en el eléctrico la diferencia es de 8 puntos (de un 59% pasa a un 67%). Otro factor relevante a tener en cuenta es el ahorro de energía primaria, ya que si supera el 10% anual la instalación tiene derecho a recibir una subvención por ser cogeneración de alta eficiencia, y en el Modelo B se queda mucho más cerca de este valor que el Modelo A (9% frente a 6%).

Sin embargo, en cuanto a la viabilidad económica de ambos modelos, el sistema convencional, además de necesitar una menor inversión inicial, es el que ofrece las mejores ratios de rentabilidad. Para poner en marcha el Modelo B se necesitan aproximadamente 3 millones de euros más que para el Modelo A (12,5 M€ vs 15,5 M€). El retorno de la inversión (VAN) también es más favorable en el Modelo A, pues se obtiene un flujo de caja 3 veces mayor (5 M€ vs 1,8 M€); con la rentabilidad de las inversiones (medidas a través de la TIR) sucede lo mismo, pasando del 14 al 11%; y, finalmente, en el caso del Modelo A, la inversión se recupera 3 años antes que en el B (8 años vs 11).

A la vista de estos resultados, se concluye que, de acuerdo con el estado de la tecnología actual de los sistemas basados en el hidrógeno, si bien existen ventajas técnicas y medioambientales, económicamente no resulta atractivo el apoyo en este tipo de sistemas en plantas de potencia.

Sin embargo, para estos modelos se ha considerado el coste y el rendimiento actuales de los equipos implicados, y se debe tener en cuenta que el coste por kilovatio en una pila de combustible está disminuyendo anualmente, con lo que se estima que en un corto-medio plazo, su uso puede llegar a ser económicamente rentable, pudiendo alcanzar aplicaciones mejoradas y competitivas.

La disminución del coste está asegurada por el constante crecimiento que van a tener la producción y el desarrollo de pilas de combustible de hidrógeno, ya que es una forma de producción de energía limpia, segura y respetuosa con el medioambiente.

Por otro lado, el campo de aplicación de la pila SOFC en la producción de energía es muy amplio, pudiendo acoplarse a multitud de sistemas, y mejorando las prestaciones futuras de estas tecnologías.

En definitiva, actualmente la implantación de este tipo de sistemas híbridos en el corto plazo no parece rentable, pero en vista de sus ventajas energéticas y medioambientales respecto a los sistemas de producción de potencia convencionales, así como el constante avance tecnológico, harán factible su viabilidad futura.

7 REFERENCIAS

- [1] Centro Nacional del Hidrógeno. <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>
- [2] “Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable.” Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), 2020.
- [3] “Pilas de combustible: Conceptos y estado tecnológico” Jesús García Martín, 2014.
- [4] Asociación Española del Hidrógeno. <https://www.aeh2.org/hidrogeno/>
- [5] “Fuel Cell Handbook (Seventh Edition)” EG&G Technical Services, Inc. 2004.
- [6] “Pasado, presente y futuro del Hidrógeno en Automoción” Alejandro Marín Soler, 2020.
- [7] “Application of solid oxide fuel cell technology for power generation—A review” - Arnab Choudhury, H. Chandra, A. Arora, 2012.
- [8] “Toyota Mirai, una mirada al futuro” <https://noticias-renting.aldautomotive.es/9047-2/>
- [9] “Hidrógeno y su almacenamiento: El futuro de la energía eléctrica” - Roque Aguado Molina; José Luis Casteleiro Roca; Esteban Jove Pérez; Francisco Zayas Gato; Héctor Quintián Pardo; José Luis Calvo Rolle. Universidad de A Coruña, 2021.
- [10] Temario de la asignatura Turbinas de Gas, ETSI, US.
- [11] “MHPS Launches New Integrated Fuel Cell and Gas Turbine Hybrid Power Generation System” <https://www.acnnewswire.com/press-release/english/37877/mhps-launches-new-integrated-fuel-cell-and-gas-turbine-hybrid-power-generation-system>
- [12] Temario de la asignatura Plantas de Potencia de Vapor, ETSI, US.
- [13] “Central térmica de ciclo combinado” <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educacion/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado>
- [14] “Performance comparison of SOFC integrated combined power systems with three different bottoming steam turbine cycles” - Pranjal Sarmah, T.K. Gogoi, 2017.
- [15] “MHI to Develop Fuel Cell Triple Combined Cycle Power Generation System” <https://www.mhi.com/news/1206011541.html>
- [16] “Los coches del futuro estarán propulsados por hidrógeno, un gas limpio y ecológico” <https://verdeyazul.diarioinformacion.com/coches-hidrogeno.html>
- [17] Cogeneración en fábrica de alimentación COVAP (<https://www.idae.es/conozcanos/proyectos-de-excelencia/cogeneracion-en-fabrica-de-alimentacion-covap>)
- [18] Instalación de cogeneración en “Campo Ebro” (<https://www.idae.es/publicaciones/instalacion-de-cogeneracion-en-campo-ebro-proyecto-en-una-industria-de-derivados-del>)
- [19] Temario de la asignatura Cogeneración, ETSI, US.
- [20] “Ciclo simple con turbina de gas” Guía de casos prácticos IDAE.
- [21] “Sistema de generación con pila de combustible de óxido sólido” Manuel Gómez González, 2008.
- [22] Catálogo FuelCell Energy. SureSource 1500
- [23] “Panorama general de las celdas SOFC en la generación de energía eléctrica” Rangel-Hernandez. Universidad de Guanajuato, 2021.
- [24] Rokni Masoud. Thermodynamic analysis of an integrated solid oxide fuel cell cycle with a Rankine cycle. Energy Conversion and Management 2010.
- [25] “A thermodynamic comparison of solid oxide fuel cell-combined cycles” - L. van Biert, T. Woudstra, M. Godjevac, K. Visser, P.V. Aravind, 2018.

- [26]<https://www.autobild.es/noticias/hyvia-nueva-marca-coches-hidrogeno-renault-877429>
- [27] “Pilas de Combustible de Óxidos Sólidos para Generación Distribuida de Electricidad” - Juan José Graña Magariños, 2015.
- [28] OMIE.
- [29] La Cogeneración Y La Energía Plus (Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 11, 2007. Argentina)
- [30] “Servicios auxiliares en la industria en Eficiencia energética”
[https://www.eoi.es/wiki/index.php/Servicios auxiliares en la industria en Eficiencia energ%C3%A9tica](https://www.eoi.es/wiki/index.php/Servicios_auxiliares_en_la_industria_en_Eficiencia_energ%C3%A9tica)
- [31] “Turbina de gas: como funciona y el análisis termodinámico”
<https://instrumentosdemedicion.org/general/turbina-de-gas/>
- [32] Temario de la asignatura Sistemas Basados en el Hidrógeno, ETSI, US.
- [33] Temario de la asignatura Motores de Combustión Interna Alternativos, ETSI, US.
- [34] Temario de la asignatura Organización y Gestión de Empresas, ETSI, US.