



Universidad de
Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN.

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ÁREA DE MÁQUINAS Y MOTORES TÉRMICOS

**ANÁLISIS DE UN CICLO DE POTENCIA QUE UTILIZA
HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE**

D. Piñera Villar, Diego
TUTOR: D. Juan Manuel González-Caballín Sánchez
D. Andrés Meana Fernández

FECHA: Julio 2022

ÍNDICE

1. HIPÓTESIS DE PARTIDA Y ALCANCE	3
2. OBJETIVO Y RELACIÓN CON EL ESTADO ACTUAL	5
2.1.- SITUACIÓN ENERGÉTICA.....	5
2.2.- HIDRÓGENO.....	6
2.3.- FUNCIONAMIENTO DE LAS TURBINAS DE GAS.....	8
2.4.- HIDRÓGENO EN TURBINAS DE GAS.....	14
2.4.1.- <i>Tecnologías de combustión para el hidrógeno</i>	14
2.4.2.- <i>Modificaciones a realizar en una planta de ciclo combinado para usar hidrógeno</i>	16
2.4.3.- <i>Emisiones en la combustión de gas natural e hidrógeno</i>	18
2.4.4.- <i>Conveniencia del desarrollo de la tecnología</i>	21
2.5.- CASO DE ESTUDIO.....	25
3. METODOLOGÍA DE TRABAJO	28
3.1.- MODELADO DEL CICLO DE COMBINADO DE TURBINA DE GAS.....	28
3.2.- EFECTO DE LA CANTIDAD DE HIDRÓGENO EN EL COMBUSTIBLE.....	37
3.3.- ANÁLISIS ECONÓMICO.....	38
4. TRABAJO REALIZADO Y RESULTADOS OBTENIDOS	45
4.1.- ESTUDIO DE VARIABLES DEL CICLO.....	45
4.2.- ANÁLISIS DE EMISIONES DE CO ₂	52
4.3.- ANÁLISIS ECONÓMICO.....	55
4.3.1.- <i>Escenario 1</i>	55
4.3.2.- <i>Escenario 2</i>	57
4.3.3.- <i>Escenario 3</i>	60
4.3.4.- <i>Escenario 4</i>	61
4.3.5.- <i>Escenario 5</i>	63
5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	66
6. BIBLIOGRAFÍA	68
7. ANEXOS	71
7.1.- CICLO COMBINADO 100% GAS NATURAL.....	71
7.2.- CICLO COMBINADO 30% HIDRÓGENO – 70% GAS NATURAL.....	74
7.3.- CICLO COMBINADO 100% HIDRÓGENO.....	77
7.4.- VARIACIÓN DEL PORCENTAJE DE HIDRÓGENO.....	79

1. Hipótesis de partida y alcance

Hoy en día, se puede comprobar la importancia de la producción y coste de la energía en la economía y la sociedad. Unos pocos países tienen reservas de combustibles fósiles, dependiendo la gran mayoría de países de los primeros para el abastecimiento de sus sistemas energéticos. Además, estas reservas de combustibles fósiles son finitas, y a medida que pase el tiempo, estos combustibles fósiles se verán encarecidos por su escasez.

También, es cada vez más urgente la necesidad de frenar el cambio climático global que se está sufriendo. Si se desatiende este fenómeno, se verán de manera cada vez más importante los peligrosos efectos sobre el clima. Es un problema que nuestro sistema energético dependa principalmente de los combustibles fósiles, ya que estos producen las perjudiciales emisiones de CO₂ en su combustión, que se acumulan en la atmósfera produciendo el efecto invernadero.

Aunque es cierto que las energías renovables pueden complementar la producción de energía eléctrica, disminuyendo la cantidad de combustibles fósiles necesitados, no pueden sustituirlos al menos de momento, siendo difícil por su intermitencia al depender de fenómenos climáticos la mayoría de ellas.

El hidrógeno surge entonces como una de las opciones para la disminución de nuestra dependencia en los combustibles fósiles. Por un lado, solucionaría el problema de la dependencia de la mayoría de los países respecto a los que controlan las reservas de combustibles fósiles. Si se implanta la producción de energía basada en el hidrógeno de manera global, todos los países podrían lograr la dependencia energética. Se podrían construir plantas de producción de hidrógeno y transportarlo a plantas de turbinas de gas propulsadas por hidrógeno.

El hidrógeno se obtendría de combustibles fósiles (mediante la aplicación de vapor al gas natural) o a través la electrólisis del agua. Si el hidrógeno se obtiene a través de combustibles fósiles puede ser hidrógeno gris (si el dióxido de carbono producido se emite a la atmósfera)

o hidrógeno azul (si el dióxido de carbono producido se almacena y no se emite a la atmósfera). Y se denomina hidrógeno verde a aquel obtenido a través de la electrólisis del agua, que consiste en la separación de las moléculas de hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de electricidad que proviene de fuentes de energía renovables. Siendo, por lo tanto, un combustible ilimitado en el caso del hidrógeno verde. Y este hidrógeno se podría transportar a plantas de turbinas de gas propulsadas por hidrógeno.

Además, en la transición hacia esta economía basada en el hidrógeno, se pueden modificar plantas existentes de turbinas de gas propulsadas por gas natural para que puedan operar con diferentes porcentajes de hidrógeno.

También ayudaría en gran medida a reducir las emisiones de CO₂ producidas por la combustión de estos combustibles fósiles, ya que el hidrógeno en su combustión no produce emisiones de CO₂, y si además el utilizado fuese hidrógeno verde, no tendría tampoco ninguna emisión de CO₂ en su producción.

Por todo esto, el hidrógeno puede ser un factor muy importante en el panorama energético del futuro. En virtud de lo cual, este TFG tiene el objetivo de analizar las características técnicas de la implantación del hidrógeno en una central de ciclo combinado de turbina de gas existente. Además, se estudian las derivadas emisiones de CO₂ y la viabilidad económica de su implantación.

2. Objetivo y relación con el estado actual

El sector energético es de gran importancia para nuestra sociedad. Tanto las empresas como los individuos se ven afectados en gran medida por su variabilidad, y esta es mucho mayor en los últimos tiempos.

Hoy en día, la mayor parte de la producción de energía eléctrica está centrada en la utilización de combustibles fósiles. Estos, además de ser recursos limitados, al producirse su combustión emiten gases de efecto invernadero como CO₂. Esto es un problema al tener que lidiar con el proceso de calentamiento global que debe de ser controlado para evitar graves consecuencias si no se ponen soluciones en el corto y medio plazo.

La introducción del hidrógeno como combustible en el panorama energético podría acabar tanto con la variabilidad del sector como con los problemas de suministro y calentamiento global. Por eso, la tecnología del hidrógeno debe de ser desarrollada y ser una de las prioridades en las agendas de los gobiernos para incentivar este cambio.

Por la importancia de mejorar el sector energético, en este TFG se hace un estudio de viabilidad energética, de emisiones y de carácter económico sobre la sustitución de los combustibles convencionales por el hidrógeno en una central de ciclo combinado.

2.1.- SITUACIÓN ENERGÉTICA

Nuestra sociedad está sustentada actualmente por la producción de energía eléctrica mediante la combustión de combustibles fósiles tales como el carbón, petróleo y gas natural. Hoy en día, las condiciones de vida globales se van viendo mejoradas progresivamente, lo que lleva consigo también una mayor demanda energética (la tendencia de la última década es de un incremento del 2% de energía consumida [1]). Pero no se puede sustentar esta

demanda de energía simplemente en el consumo de combustibles fósiles por diversos motivos.

Uno de los más preocupantes es el calentamiento global. En la combustión de los combustibles fósiles se produce CO_2 , el cual se debe disminuir en los años venideros para evitar graves consecuencias en el clima y así está marcado en las agendas de los gobiernos al querer tener cero emisiones para el 2050.

También está el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles combinado con el aumento de la demanda energética. En las primeras décadas del siglo pasado el principal combustible utilizado era el carbón. Hoy en día está repartido entre petróleo, gas natural y carbón. Teniendo en cuenta el incremento de la población y su consiguiente aumento en la demanda energética se estima que las reservas de combustibles pueden agotarse en unas décadas (40 años el petróleo, 60 años el gas natural, 250 años el carbón [2]). A medida que pase el tiempo los combustibles fósiles serán más caros, pero esto da oportunidad a fuentes de energía alternativas ya que será más rentable realizar inversiones en ellas.

Por otro lado, gran parte de los conflictos internacionales de los últimos años están producidos por tensiones en cuanto al control de los combustibles fósiles. Además, como se ha podido comprobar en el conflicto entre Rusia y Ucrania, los países no productores de energía están a merced de los países suministradores, pudiendo tener graves consecuencias en cuanto al aumento de los precios o al desabastecimiento.

2.2.- HIDRÓGENO

Si se consigue implantar una sociedad cuyo sistema energético está basado en el hidrógeno se podrían solucionar todos estos problemas mencionados en el apartado anterior.

Actualmente ya se produce hidrógeno como combustible para la generación de energía, que representa un 2% de la demanda global de energía [2]. Casi la totalidad de este hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles, mediante el reformado con vapor del gas natural principalmente. El objetivo es prescindir de los combustibles fósiles en su totalidad, pero en

un principio se necesitarán para la producción de hidrógeno hasta que haya más inversión en la tecnología de la electrólisis para obtener hidrógeno directamente de fuentes renovables.

En la combustión de hidrógeno no se produce CO_2 , haciéndolo un combustible adecuado para lidiar con el calentamiento global. De momento es una energía cara, sobre todo su producción mediante energías renovables, pero a medida que avance la tecnología, podrán construirse centrales de producción de hidrógeno centralizadas (que producirían grandes cantidades de hidrógeno para grandes regiones) y después pequeñas centrales distribuidas para tener una vía de suministro más cercana al usuario final.

El hidrógeno podrá utilizarse como combustible en centrales de turbinas de gas. Esto eliminaría en gran parte el problema con las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, basar nuestro sistema energético en el hidrógeno también eliminaría el problema del agotamiento de los combustibles fósiles. El hidrógeno es una fuente ilimitada de combustible y se puede producir de muchas maneras, como la electrólisis del agua mediante fuentes renovables, energía nuclear o la pirólisis o gasificación de la biomasa (esta biomasa puede venir de aprovechamiento de residuos).

Y también eliminaría los conflictos internacionales por el control de las fuentes de energía, ya que se podrán construir centrales de producción de hidrógeno de manera distribuida, eliminando el riesgo del suministro y la variabilidad de los precios.

2.3.- FUNCIONAMIENTO DE LAS TURBINAS DE GAS

Los principales componentes de las turbinas de gas son el compresor, la cámara de combustión y la turbina. En la Ilustración 2.1 se pueden ver los componentes de una turbina de gas.

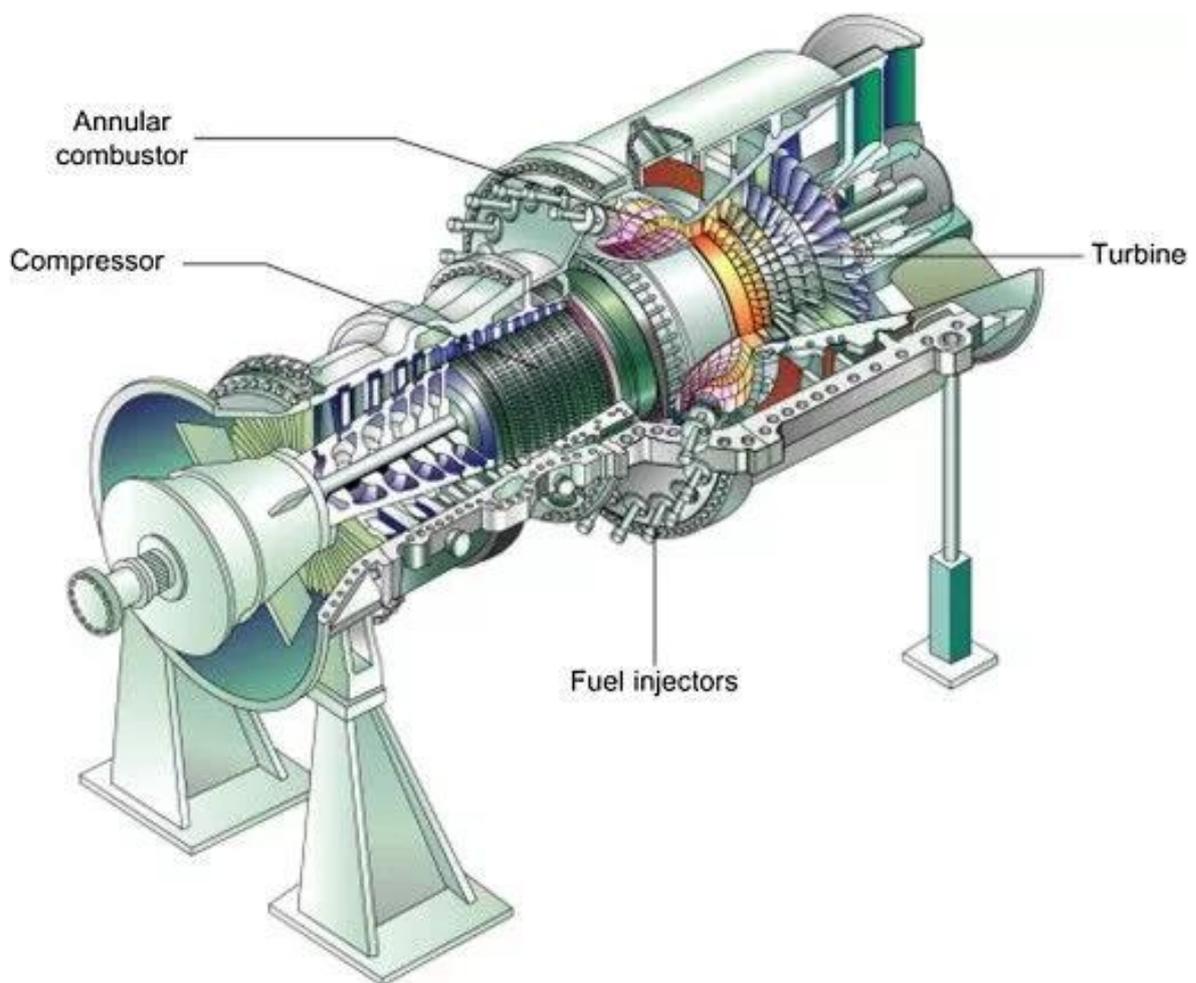


Ilustración 2.1. Componentes turbina de gas (fuente: [3])

En las turbinas de gas, el compresor y la turbina están instalados sobre el mismo eje. De esta manera, se aprovecha una parte del trabajo generado en la turbina para mover el compresor. El compresor se encarga de aspirar y comprimir el aire desde la presión atmosférica hasta la presión en la que va a tener lugar la combustión.

El aire comprimido se mezcla con el combustible y se produce su combustión en la cámara de combustión. Posteriormente los gases de combustión se expanden en la turbina y se expulsan. Esta expansión en la turbina produce el trabajo que después es utilizado para la generación de energía eléctrica.

En las siguientes ilustraciones se podrán ver los procesos que ocurren en una turbina de gas. En concreto en la turbina de gas Alstom GT26 [4], que tiene dos cámaras de combustión y una turbina de alta presión y otra de baja presión, aunque el principio de funcionamiento es el mismo que una turbina de gas con solo una turbina de una misma presión.

El primer proceso es la admisión de aire en el circuito.



Ilustración 2.2. Entrada de aire (fuente: [4])

Este aire llega al compresor y se comprime hasta la presión en la que va a tener lugar la combustión.

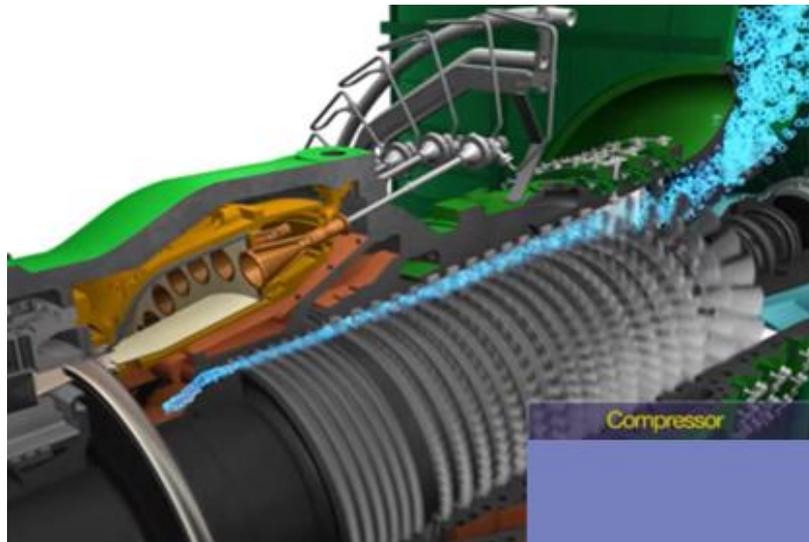


Ilustración 2.3. Compresor (adaptado de: [4])

Este aire a alta presión es dirigido hacia la cámara de combustión:

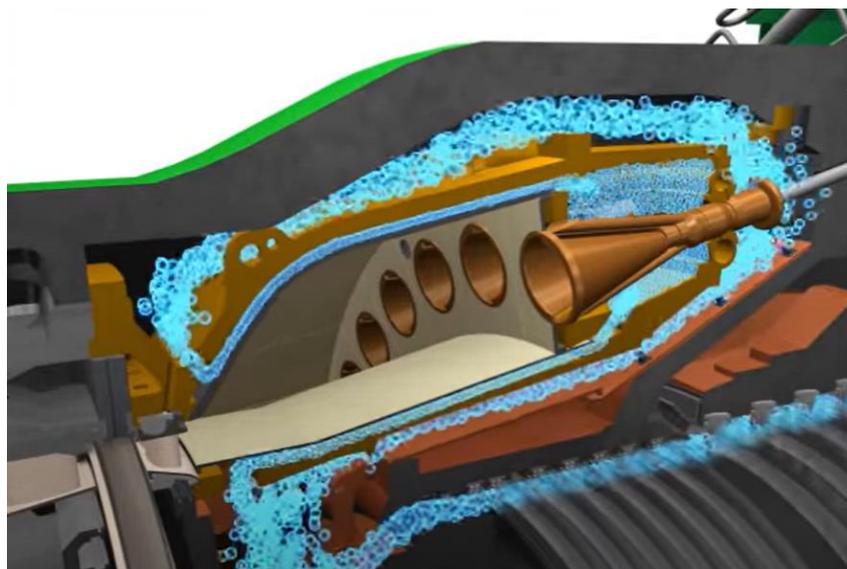


Ilustración 2.4. Aire entrando en la cámara de combustión (fuente: [4])

A continuación, se inyecta el gas natural:

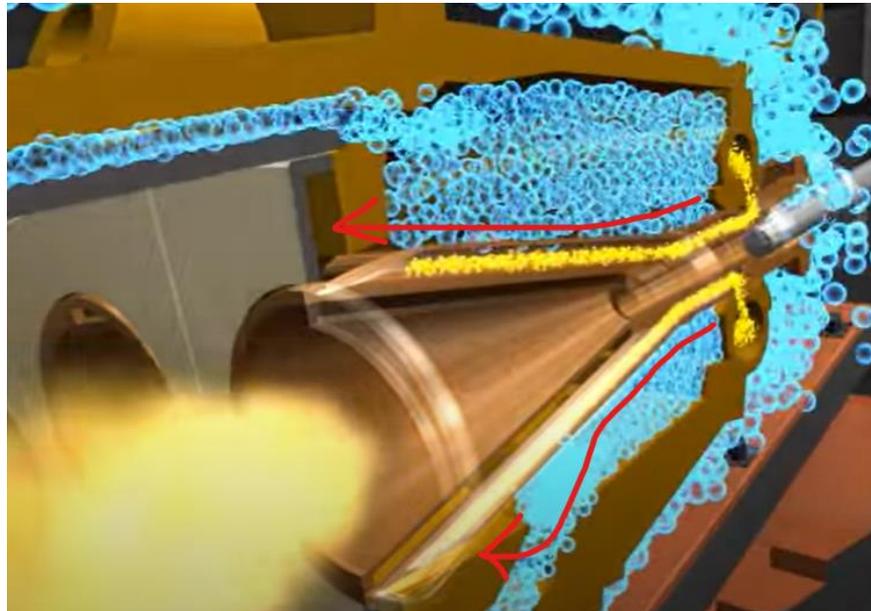


Ilustración 2.5. Inyección gas natural (adaptado de: [4])

Y mediante la antorcha de encendido se produce la combustión.

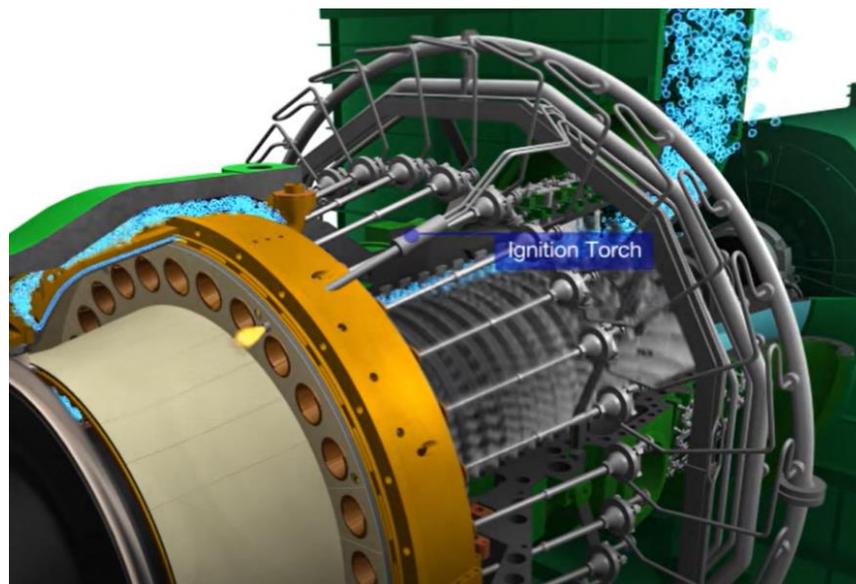


Ilustración 2.6. Antorcha de encendido (fuente: [4])

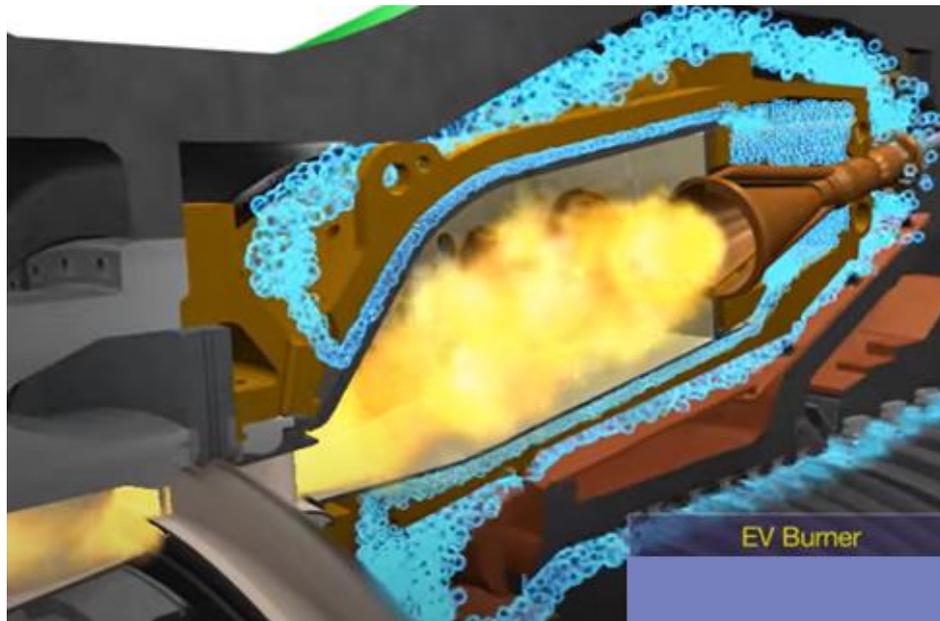


Ilustración 2.7. Combustión (adaptado de: [4])

Los gases de escape se expansionan por la turbina de alta presión.

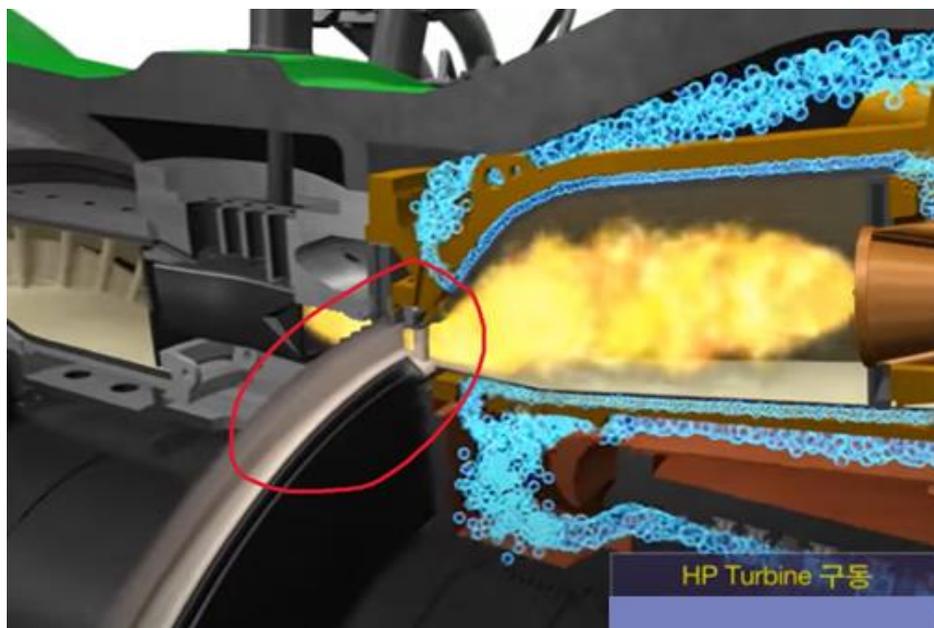


Ilustración 2.8. Turbina de alta presión (adaptado de: [4])

Tras la turbina de alta presión se encuentra la segunda cámara de combustión.



Ilustración 2.9. Segunda cámara de combustión (fuente: [4])

Y los gases de escape de esta se expansionan en la turbina de baja presión.

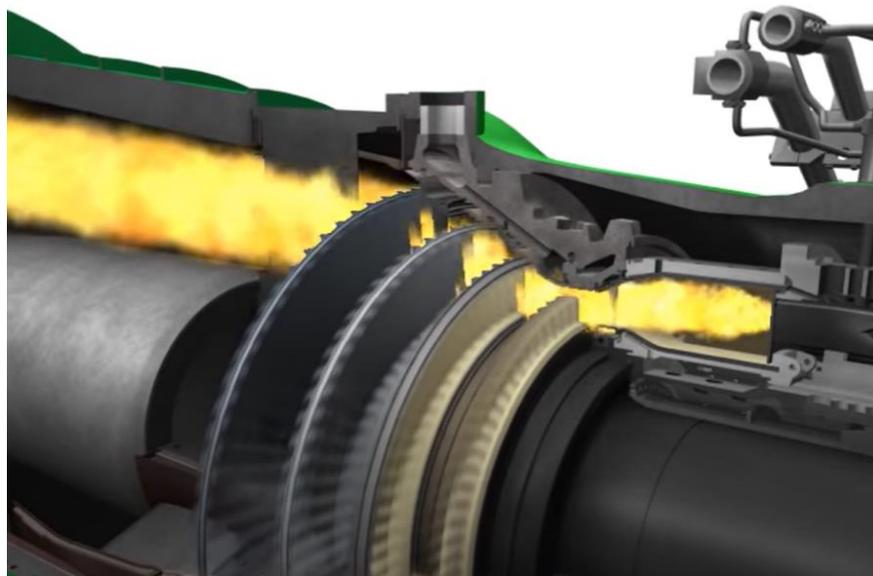


Ilustración 2.10. Turbina de baja presión (fuente: [4])

El trabajo transmitido al eje en las turbinas es utilizado por el alternador para generar la energía eléctrica.



Ilustración 2.11. Alternador (adaptado de: [4])

2.4.- HIDRÓGENO EN TURBINAS DE GAS

2.4.1.- Tecnologías de combustión para el hidrógeno

Si se quiere utilizar hidrógeno como combustible se han de superar ciertos fenómenos que ocurren durante su combustión que pueden causar graves daños en los equipos. Estos serían la autoignición, el flashback (la llama vuelve hacia atrás en el circuito), modificación de la termoacústica, aumento de las emisiones de NO_x , mayor pérdida de presión, un menor tiempo de vida de los componentes y necesidad de mayor refrigeración del camino de calor del circuito.

Hay dos tipos de tecnologías para la combustión, la de difusión y la de premezclado pobre. La tecnología de difusión utiliza un diluyente como agua o nitrógeno para controlar la elevada temperatura de llama del hidrógeno. Se trabaja con una mezcla estequiométrica, en

la que no hay ni aire ni combustible en exceso, que lleva a una alta producción de NO_x . La principal ventaja de estos sistemas es que se pueden utilizar altos porcentajes de hidrógeno en el combustible (llegando al 100% en algunos casos) [5].

Por otro lado, está la tecnología de premezclado pobre. La temperatura de llama es menor que en la tecnología de difusión, por lo que se producen menos emisiones de NO_x , obteniendo emisiones similares a las turbinas de gas natural. Se realiza el mezclado entre el combustible y el aire antes de la entrada a la cámara de combustión. Su principal inconveniente es que el porcentaje de hidrógeno se ve limitado por el fenómeno del flashback, siendo común entre un 15% y 30% de hidrógeno en el combustible.

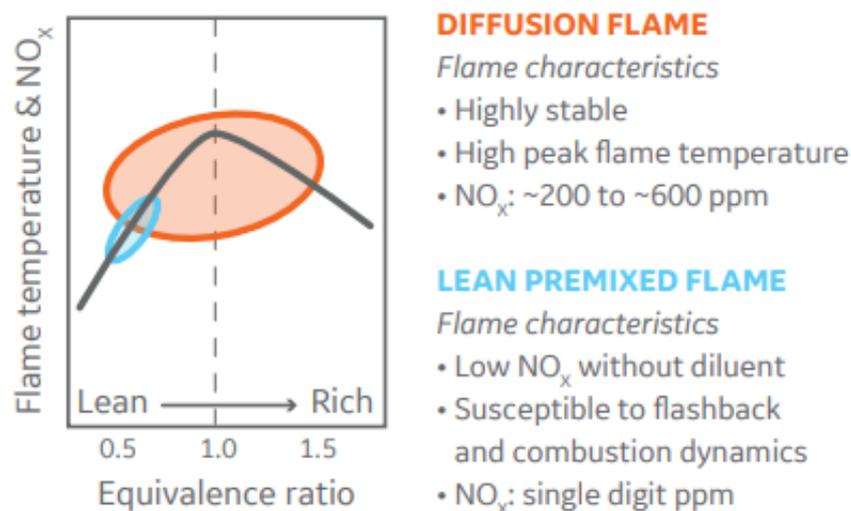


Ilustración 2.12. Tecnología de difusión vs premezclado pobre (fuente: [5])

Actualmente parece ser más viable apostar por la tecnología de premezclado pobre, ya que, si bien es cierto que con la tecnología de difusión se pueden utilizar altos porcentajes de hidrógeno en la mezcla de combustible, se producen emisiones de NO_x muy altas. Y además, también se tiene un alto consumo de agua, que debe de ser tratada, y que aumenta de manera considerable la complejidad de la instalación.

2.4.2.- Modificaciones a realizar en una planta de ciclo combinado para usar hidrógeno

Aunque ya exista tecnología para utilizar turbinas de gas propulsadas por hidrógeno en detrimento del gas natural, es cierto que sigue necesitando desarrollo para superar algunos inconvenientes que surgen con su uso para que su implantación sea generalizada en las plantas de producción de energía. Este desarrollo será costoso, pero a medida que haya más avances y competitividad en este mercado los costes se verán reducidos.

Se puede utilizar hidrógeno como combustible tanto en turbinas de nueva construcción diseñadas específicamente para ello, como modificando las turbinas de gas ya existentes que estaban diseñadas inicialmente para trabajar con gas natural.

La disposición de la planta no cambiaría, pero si es necesario cambiar o modificar algunos componentes.

Como el hidrógeno tiene una menor densidad que el gas natural, se necesita un mayor volumen de hidrógeno que de gas natural para proporcionar la misma energía.

También es una molécula más pequeña que la de gas natural, por lo que podrían suceder fugas por las juntas de las tuberías perfectamente efectivas para el gas natural. Si se utilizase una mezcla de gas natural y un bajo porcentaje de hidrógeno, no sería necesario cambiar el sistema de combustible, pero si el porcentaje es alto, probablemente los materiales no podrían soportar la fragilización producida por el hidrógeno y se tendría que realizar el sellado de juntas o la instalación de unas juntas de más alta tecnología.

La fragilización por el hidrógeno ocurre por la capacidad de difusión en otros materiales que tiene el hidrógeno, incluidas algunas aleaciones metálicas. El hidrógeno llega hasta las juntas de grano del material, y reacciona con el carbono, formando burbujas de metano, que degradan las características mecánicas del material produciendo su fragilización.

En cuanto a velocidad de llama del hidrógeno es de un orden de magnitud superior a la de gas natural, lo que puede llevar a que la llama de la cámara de combustión se propague hacia

atrás en el circuito. Este fenómeno se denomina “flashback”, que puede producir importantes daños en el sistema de combustión. Por esto, la configuración de la cámara de combustión cambia al utilizar hidrógeno y también han de añadirse diferentes sistemas de control de la combustión para la seguridad del sistema.

El hidrógeno es más inflamable que el gas natural, lo cual hay que tener en consideración a la hora de la operación segura de la turbina de gas. El “recipiente” de la turbina de gas y el sistema de ventilación deben de ser diseñados para mantener la concentración de hidrógeno siempre en rangos fuera de los explosivos. Por esto, sería necesario la instalación de sistemas de detección de hidrógeno.

La temperatura de llama del hidrógeno es más alta que la del gas natural, por lo que puede producir mayores emisiones de NO_x dependiendo de la cantidad de hidrógeno en la mezcla y el sistema de combustión utilizado. Por ejemplo, en estudios de combustión realizados por General Electric [5], se detectó en una mezcla de 50% de hidrógeno (H_2 in fuel (% vol)), que las emisiones de NO_x (% increase NO_x) aumentaban en un 35%. Por esto se debe mejorar o construir un nuevo sistema de reducción catalítica selectiva para reducir estos NO_x . También cabe la posibilidad de disminuir la potencia de la planta hasta llegar a unos límites de NO_x dentro de la legalidad.

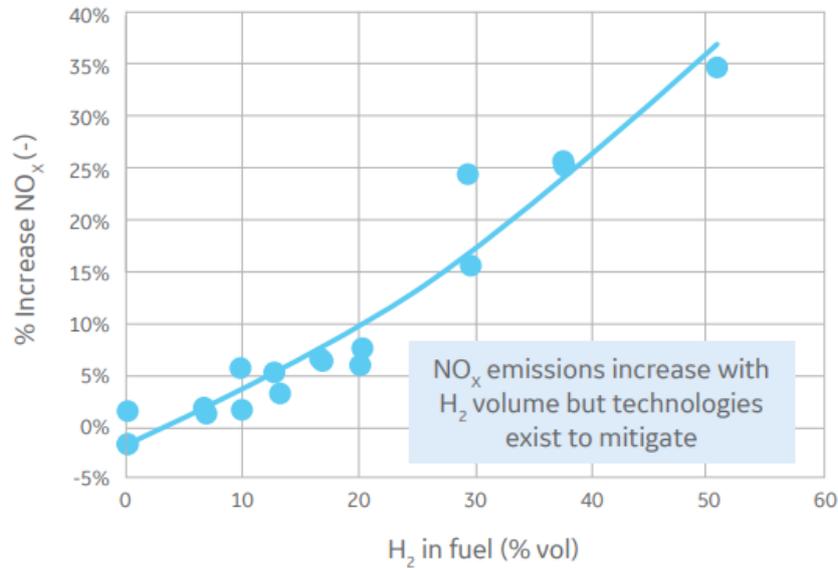


Figura 2.1 Estudio NO_x General Electric (fuente: [5])

2.4.3.- Emisiones en la combustión de gas natural e hidrógeno

El gas natural tiene como su principal componente el metano (84%), y en menor medida se puede encontrar etano, butano, propano y trazas de otros componentes.

Cuando el metano sufre una combustión completa, forma dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O).

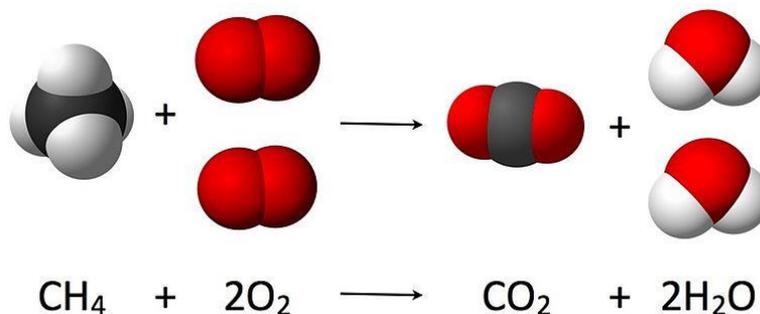


Ilustración 2.13. Ecuación de combustión del gas natural (fuente: [6])

Pero luego, además de la producción de CO₂ nos encontramos con la emisión de otros subproductos tales como monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido

de azufre (SO_2). Estos subproductos pueden ser peligrosos para la salud de las personas y para el medio ambiente.

Los NO_x se producen cuando se queman combustibles a alta temperatura. Son los causantes de la formación de ozono a nivel de suelo (es un contaminante muy peligroso), el “smog” (niebla de contaminación) y en la presencia de lluvia los NO_x forman ácido nítrico, produciendo la lluvia ácida.

Las emisiones de NO_x están reguladas, no pudiendo sobrepasar un límite de emisiones (por ejemplo, en la central térmica de Soto de Ribera están limitadas a 50 mg/Nm^3 [7]).

El SO_2 se produce en la combustión de los combustibles fósiles, que contienen azufre. Este compuesto es perjudicial para la salud de las personas, pudiendo causar problemas respiratorios al reaccionar con otros compuestos en la atmósfera formando pequeñas partículas que pueden introducirse en los pulmones. Y puede dañar también a árboles y plantas reduciendo su crecimiento.

El CO es un gas muy peligroso, el cuál si se inhala en altas concentraciones puede causar la muerte.

En cambio, en la combustión del hidrógeno solo se produce agua.

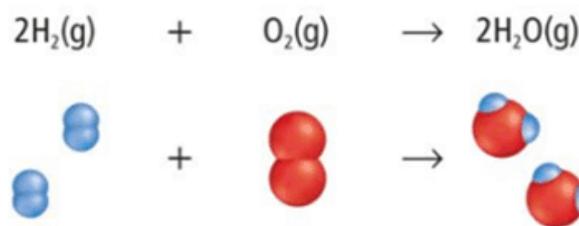


Ilustración 2.14. Reacción de combustión del hidrógeno (fuente: [8])

Aunque por la alta temperatura de llama en la combustión del hidrógeno también se producen NO_x . Estas emisiones de NO_x dependen principalmente de la tecnología de combustión

elegida para la turbina, consiguiendo unas emisiones de NO_x incluso menores con el sistema de premezclado pobre que con una combustión convencional de gas natural. Por ejemplo, Mitsubishi Power ha conseguido que una turbina de gas que utiliza una mezcla de 30% hidrógeno emita NO_x al mismo nivel que un ciclo convencional de turbina de gas natural. Y a pesar de que se sigan emitiendo NO_x al quemar hidrógeno, se evitarían las emisiones de todos los demás subproductos.

Pero la principal necesidad en la actualidad es la de disminuir las emisiones de CO_2 . Para ello el hidrógeno es uno de los combustibles más deseables desde el punto de vista medioambiental, ya que no produce CO_2 en su combustión. Por ello, lo más conveniente sería utilizar una mayor proporción de hidrógeno en la mezcla de combustible. No obstante, cabe remarcar que la reducción de emisiones de CO_2 no es lineal con respecto al porcentaje en volumen de hidrógeno en la mezcla [5].

En la Figura 2.2 se puede observar los gramos de CO_2 emitidos por kWh producido (Carbon emission intensity) y la reducción en las emisiones de CO_2 (% Reduction in CO_2) con respecto al porcentaje de volumen de H_2 en la mezcla de combustible (Hydrogen (volume %)).

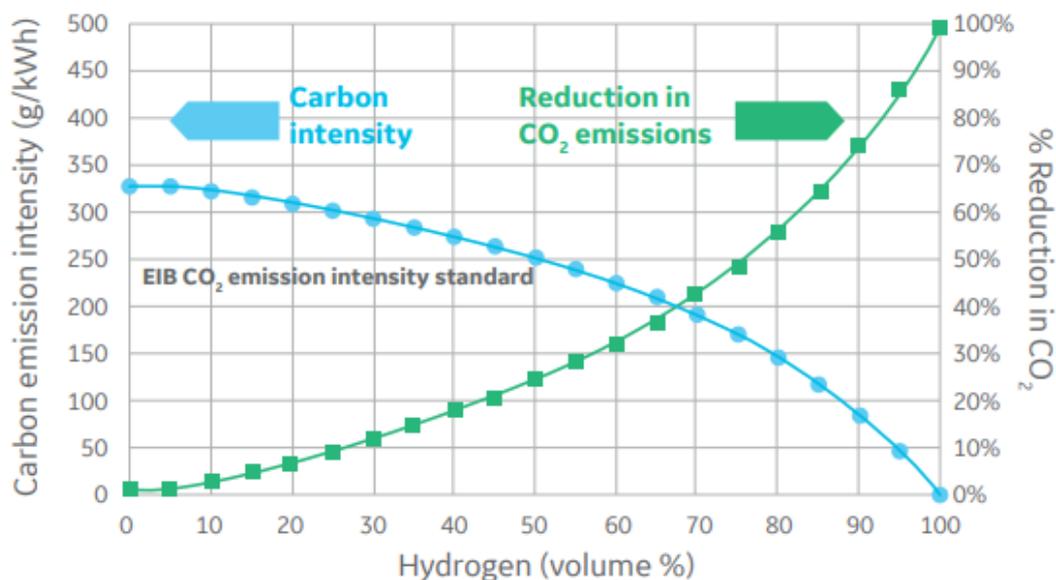


Figura 2.2 Efecto del % en volumen del H_2 en las emisiones de CO_2 (fuente: [9])

Como se explicó anteriormente, el hidrógeno tiene una molécula más pequeña que el gas natural, por lo que es necesario más volumen de hidrógeno para conseguir la misma energía que con gas natural. Como consecuencia, la adición de pequeños porcentajes de volumen de hidrógeno en la mezcla de combustible le lleva a tener un menor impacto en la reducción de las emisiones de CO₂.

Pero si en cambio, si se analizan las emisiones de CO₂ con respecto a los porcentajes del contenido calorífico de la mezcla, al tener el hidrógeno un poder calorífico mayor que el del gas natural, se puede ver (Figura 2.3) que la reducción de emisiones de CO₂ (% Reduction in CO₂) si es lineal con el contenido calorífico de la mezcla introducida en la turbina de gas (Hydrogen (% Heat content)).

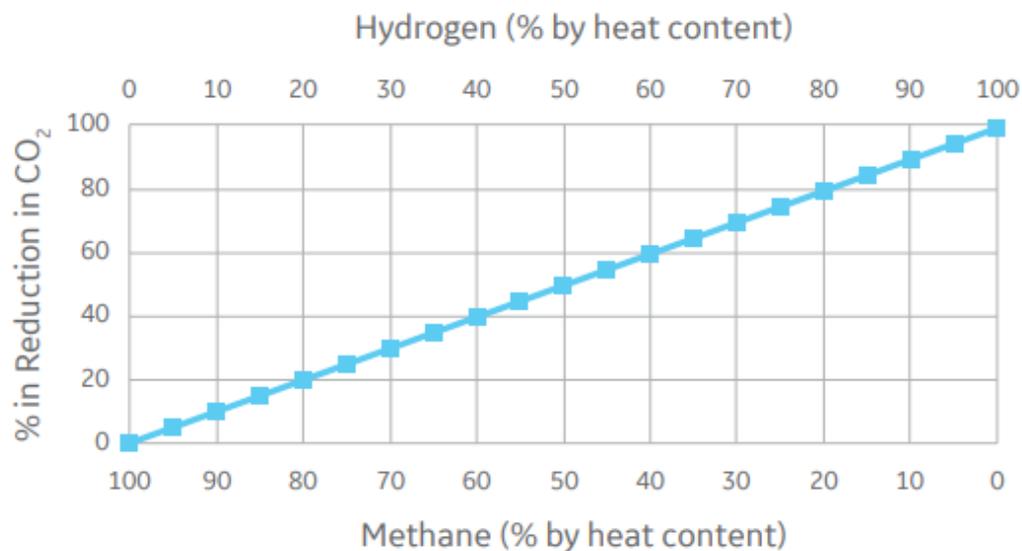


Figura 2.3. Efecto del % de poder calorífico del H₂ en la reducción de las emisiones de CO₂ (fuente: [9])

2.4.4.- Conveniencia del desarrollo de la tecnología

Como se puede ver, la producción de energía en turbinas de gas utilizando hidrógeno es una tecnología clave para la transición energética. Esta tecnología todavía está en proceso de desarrollo y optimización y se deben de vencer ciertos obstáculos para poder utilizarse de

manera viable, aunque no hay duda de su capacidad para proporcionar una potencia y eficiencia similar a la actualmente obtenida utilizando gas natural como combustible.

La importancia de desarrollar esta tecnología puede verse en estudios en los que se comparan características entre diferentes formas de generación de energía, por ejemplo, el estudio publicado en la revista científica “Applied Thermal Engineering”, llamado “Multi-criteria evaluation of hydrogen and natural gas fuelled power plant technologies” [10]. Se estudió la eficiencia, emisiones de CO₂, emisiones de NO_x, coste de capital, coste de operación y mantenimiento, coste de la electricidad y vida de servicio de diferentes formas de producir energía.

En cuanto a la eficiencia (Efficiency %), la turbina de hidrógeno (H₂ Turbine) superó a la eficiencia de la turbina de gas natural (NG Turbine) y el ciclo combinado de gas natural (NG CC).

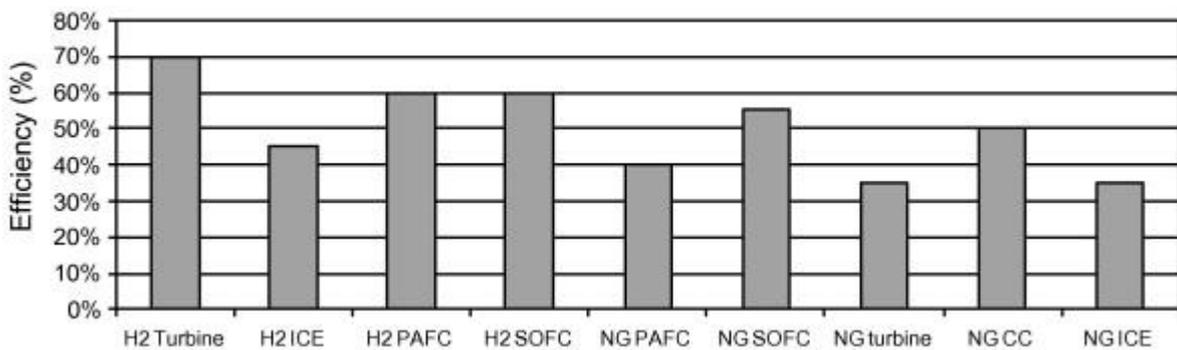


Figura 2.4. Comparación de eficiencias (fuente: [10])

Las emisiones de CO₂ (CO₂ emissions (g/kWh)) son nulas en la combustión del hidrógeno.

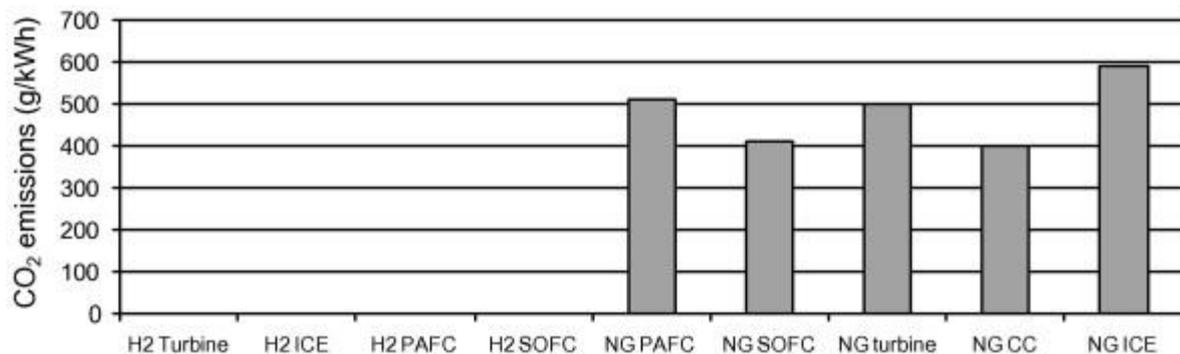


Figura 2.5. Comparación de emisiones de CO₂ (fuente: [10])

En este estudio, la turbina de hidrógeno utiliza una tecnología que está siendo desarrollada por Toshiba, en la que el hidrógeno se quema con oxígeno puro. Por lo tanto, no se producirían emisiones de NO_x (NO_x emissions (g/kWh)).

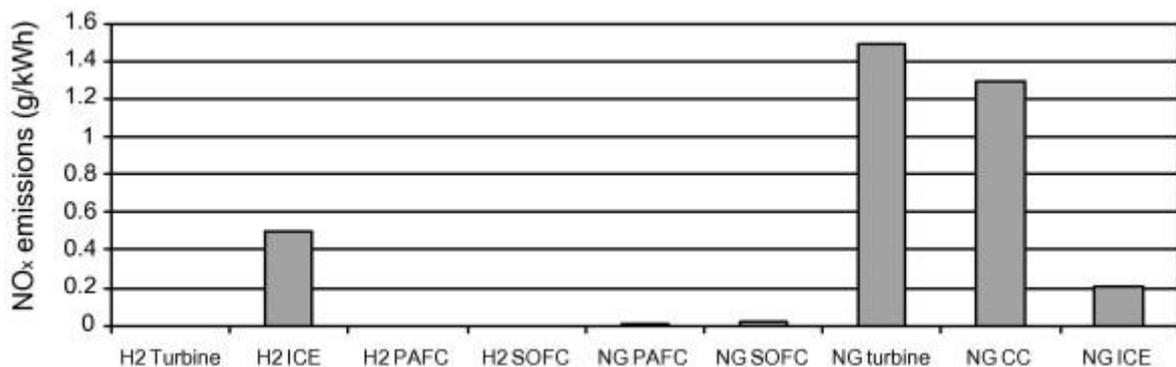


Figura 2.6. Comparación emisiones NO_x (fuente: [10])

En cuanto a los costes de capital (Capital cost (€/kW)), costes de operación y mantenimiento (O&M costs (€/kW)) y los costes de la electricidad (Electricity cost (€/kWh)), como se puede ver en la Figura 2.7, la Figura 2.8 y la Figura 2.9, son ligeramente mayores en las turbinas de hidrógeno.

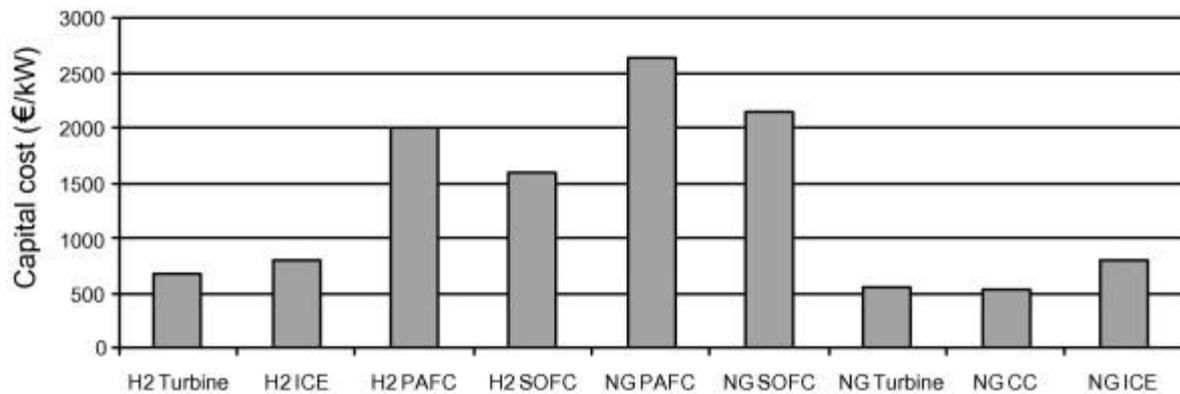


Figura 2.7. Comparación de costes de capital (fuente: [10])

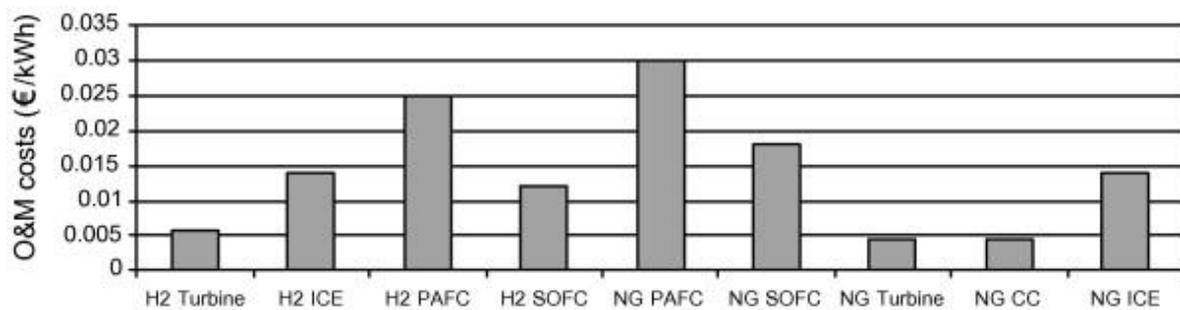


Figura 2.8. Comparación de costes de operación y mantenimiento (fuente: [10])

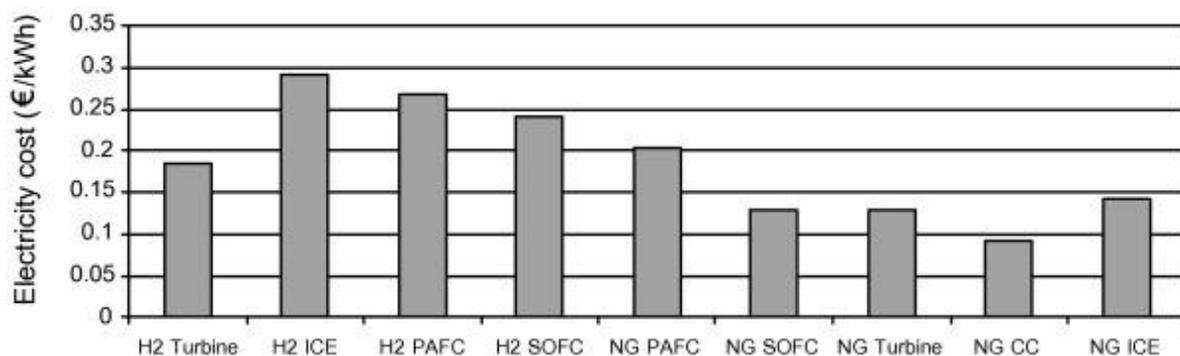


Figura 2.9. Comparación costes de la electricidad (fuente: [10])

Estos costes mayores en la turbina de hidrógeno se deben a que no es una tecnología totalmente desarrollada y que el combustible es caro en la actualidad. Pero en el futuro cuando se invierta más capital y haya más avances tanto en las propias turbinas de gas como en la producción del hidrógeno se verá una reducción en los precios.

2.5.- CASO DE ESTUDIO

Se efectuó un estudio de la introducción de hidrógeno como combustible en un ciclo combinado. Este está formado primero por un ciclo de turbina de gas.

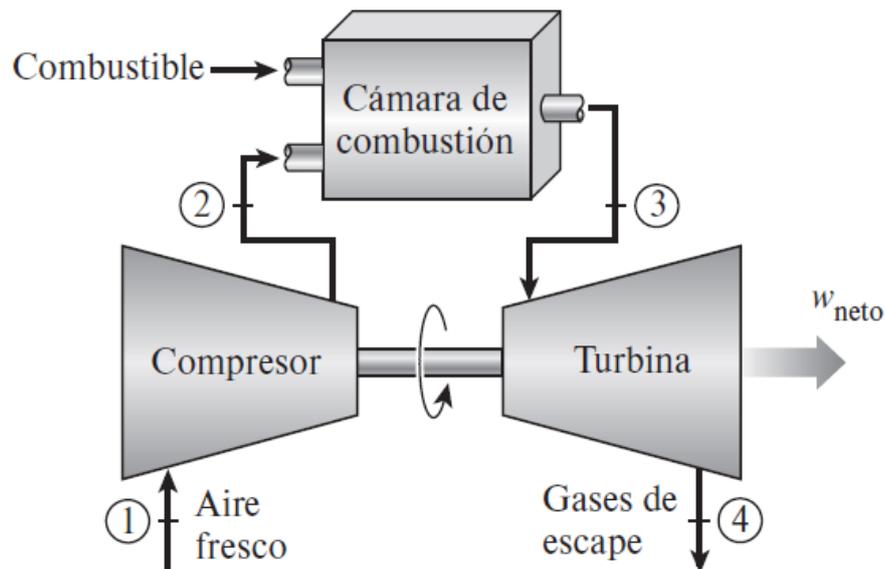


Ilustración 2.15. Diagrama de ciclo de turbina de gas (fuente: [11])

Se realiza la compresión del aire, que es mezclado con el combustible para que tenga lugar la combustión. Los gases de escape de la cámara de combustión serán luego expansionados en la turbina, generando trabajo mecánico que se transformará en energía eléctrica en el alternador. Los gases calientes de salida se aprovechan en el ciclo de turbina de vapor para conseguir una eficiencia térmica y una potencia más alta. Esto es posible debido a que los ciclos de turbina de gas operan con temperaturas más elevadas que los ciclos de vapor.

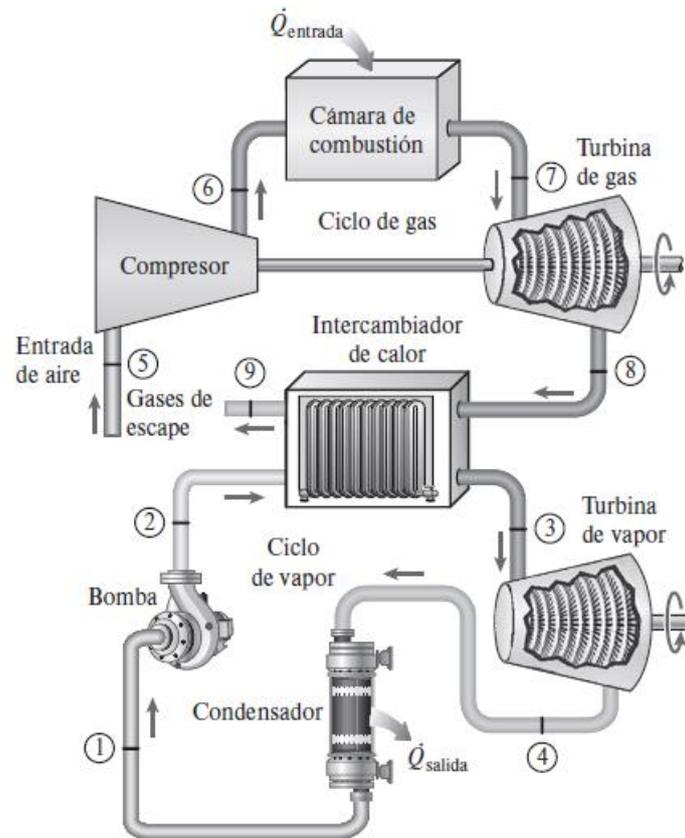


Ilustración 2.16. Diagrama de ciclo combinado (fuente: [11])

Los gases de escape de la turbina de gas pasan por el intercambiador de calor (Heat Recovery Steam Generator (HRSG)), en el cual el calor es absorbido por el circuito de agua, produciéndose su vaporización. Este vapor es después expandido en la turbina de vapor, generando trabajo mecánico que posteriormente será transformado en energía eléctrica. El vapor ya expandido se transforma en agua líquida en el condensador para empezar de nuevo el ciclo.

El intercambiador de calor está formado por el economizador, el vaporizador y el sobrecalentador. Siguiendo el flujo del circuito del agua, lo que primero se encuentra el agua es el economizador. En este, se produce un aumento de la temperatura del agua en estado líquido hasta que llega al punto de acercamiento.

A partir del punto de acercamiento, se produce el cambio de fase de líquido a vapor, que tiene lugar a temperatura constante en el vaporizador. Por último, ya en forma de vapor, se sigue calentando hasta su salida del intercambiador de calor.

Entre el economizador y el vaporizador se encuentra un elemento llamado calderín, que se encarga de separar agua y vapor y controlar la pureza del vapor. El calderín recibe una mezcla de líquido y vapor saturados. El vapor saturado lo dirige directamente al sobrecalentador, y el líquido saturado es redirigido al vaporizador para luego volver ya en forma de vapor al calderín.

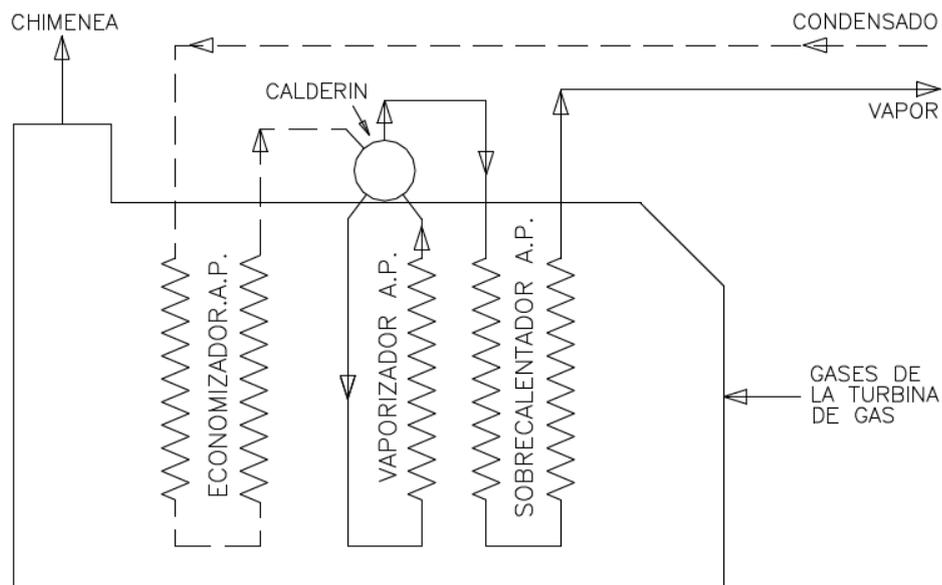


Ilustración 2.17 Disposición del intercambiador de calor (fuente: [12])

3. Metodología de trabajo

En esta sección se describe la metodología utilizada para modelar el ciclo combinado estudiado y los análisis de emisiones de CO₂ y económico llevados a cabo a partir de este ciclo. El ciclo se modeló utilizando el software termodinámico EES. Se incluye en los anexos el código realizado en el EES.

3.1.- MODELADO DEL CICLO DE COMBINADO DE TURBINA DE GAS

El primer trabajo realizado fue modelar el ciclo combinado sobre el que se van a realizar todos los análisis. En primer lugar, se modela la parte del ciclo correspondiente a la turbina de gas.

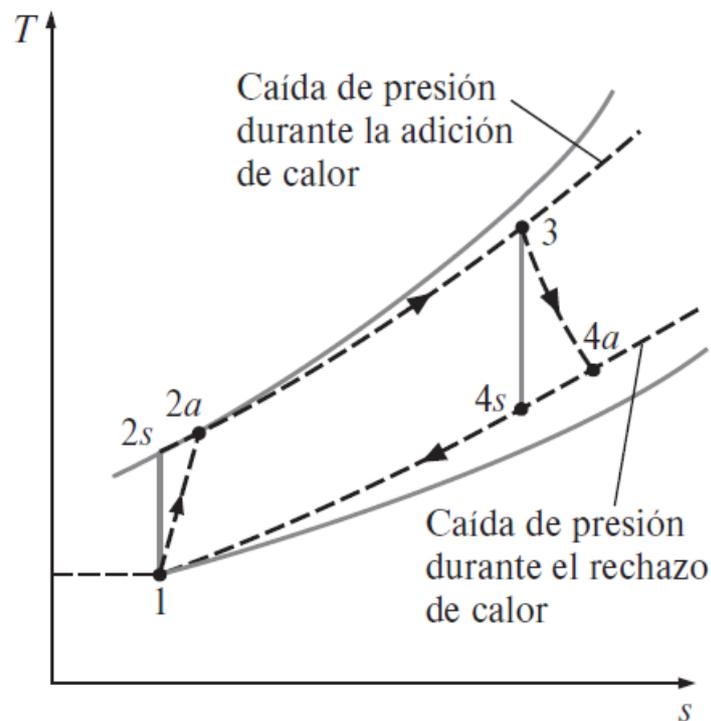


Ilustración 3.1. Diagrama T-s ciclo de turbina de gas (fuente: [11])

El aire de entrada se encuentra en las siguientes condiciones de temperatura y presión: $T_1 = 15\text{ °C}$, $P_1 = 1\text{ bar}$. En la entrada se introducen un flujo másico de aire de $\dot{m}_a = 350\text{ kg/s}$. Con estos datos de presión y temperatura, se pueden obtener la entalpía h_1 y la entropía s_1 .

A continuación, el aire pasa por el compresor, cuya relación de presiones (r_p) es 20.

$$r_p = \frac{P_1}{P_2}$$

Ecuación 3.1. Relación de presiones

El compresor no es ideal, tiene pérdidas y su rendimiento isentrópico es de $\eta_{\text{compresor}} = 0,84$. Para obtener las condiciones reales de la salida del compresor, primero se debe de obtener la salida isentrópica (se denota con una “s” en el subíndice) del mismo, es decir, la entalpía no cambia entre entrada y salida, en la cuál $s_{2S} = s_1$. Y conociendo su presión al tener la relación de compresión del compresor, se pueden obtener las condiciones de temperatura T_{2S} y entalpía h_{2S} . Con las condiciones del punto isentrópico y el rendimiento isentrópico del compresor se puede obtener la entalpía real a la salida del compresor h_2 mediante la siguiente fórmula:

$$\eta_{\text{compresor}} = \frac{h_{2S} - h_1}{h_2 - h_1}$$

Ecuación 3.2. Eficiencia del compresor

Y conociendo la presión a la salida del compresor P_2 (el ciclo se mueve por dos líneas isobaras, tras la compresión hasta la expansión (2-3) y desde la expansión hasta la compresión (4-1) (como se puede observar en la Ilustración 3.1) se pueden obtener temperatura T_2 y entropía s_2 .

Después de la compresión del aire se produce la combustión aumentando la temperatura sin cambiar la presión $P_3 = P_2$ hasta una temperatura de salida de la cámara de combustión de $T_3 = 1600\text{ °C}$. Con esto se puede definir el estado de ese punto, obteniendo entalpía h_3 y

entropía s_3 . El flujo másico de combustible introducido se denomina \dot{m}_c . Tras la mezcla del combustible con el aire, se supone la mezcla como aire únicamente, no considerando los gases de combustión para el cálculo de las condiciones de los diferentes puntos del circuito.

Tras la expansión en la turbina de gas, se han de obtener de la misma manera que en el caso del compresor, primero el punto ideal isentrópico y a continuación el punto real. Sabiendo la entropía del punto ideal $s_3 = s_{4S}$ y que su presión es la del aire a la entrada de la turbina $P_{4S} = P_1$ se pueden obtener tanto la temperatura T_{4S} como la entalpía h_{4S} .

Mediante el rendimiento isentrópico de la turbina de gas $\eta_{\text{turbina de gas}} = 0,89$ se puede obtener la entalpía de la salida real de la turbina de gas h_4 .

$$\eta_{\text{turbina de gas}} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4S}}$$

Ecuación 3.3. Eficiencia turbina de gas

Y conociendo su presión $P_4 = P_{4S} = P_1$ se obtienen la temperatura T_4 y entropía s_4 del punto.

A continuación, se modela la parte del ciclo correspondiente al vapor.

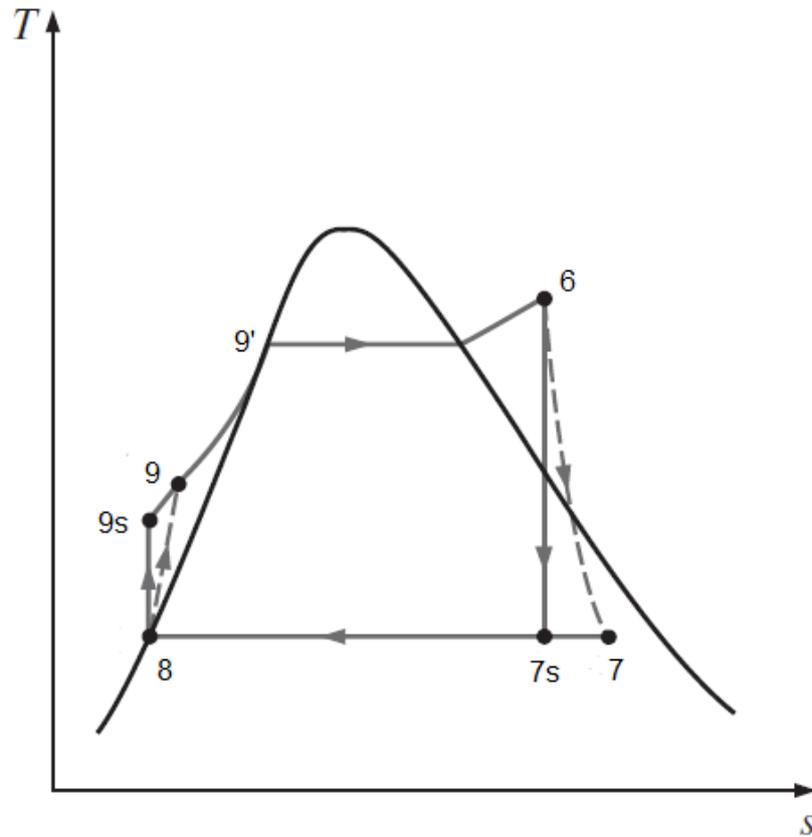


Ilustración 3.2. Diagrama ciclo de vapor (adaptado de: [11])

Para empezar, el intercambiador de calor o HRSG (Heat Recovery Steam Generator) trabaja a una presión de $P_{\text{HRSG}} = 45 \text{ bar}$ y la temperatura a la salida tras el sobrecalentador (Punto 6) es de $T_6 = 560 \text{ }^\circ\text{C}$. Con esto se pueden calcular la entalpía h_6 y la entropía s_6 .

Para la salida del condensador, se sabe que es líquido saturado, es decir que $x_8 = 0$ (no existe vapor en la mezcla).

Además, el ciclo se mueve entre dos isobaras (de 7 a 8 y de 9 a 6), por lo tanto $P_8 = P_7$. Con esto se pueden conseguir temperatura T_8 , entropía s_8 y entalpía h_8 de nuevo en función de presión y calidad.

A continuación, el agua líquida pasa por la bomba, que eleva su presión hasta la presión de trabajo del HRSG, $P_{9S} = P_{HRSG}$. Y con el punto isentrópico $s_{9S} = s_8$ se pueden conseguir la temperatura T_{9S} y la entalpía h_{9S} .

De nuevo, utilizando el rendimiento isentrópico de la bomba $\eta_{bomba} = 0,75$ podemos conseguir la salida real de la bomba (h_9).

$$\eta_{bomba} = \frac{h_{9S} - h_8}{h_9 - h_8}$$

Ecuación 3.5. Eficiencia de la bomba

Con la presión y la entalpía de la salida real de la bomba se calculan temperatura T_9 y entropía s_9 .

El siguiente paso fue el cálculo del dosado de combustible (F) de la cámara de combustión. Este representa la cantidad de combustible introducido en la cámara de combustión con respecto a la cantidad de aire introducida.

$$F = \frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_a}$$

Ecuación 3.6. Dosado de la cámara de combustión

Para la obtención del dosado se realiza un balance de energía en la cámara de combustión. Para el balance se tiene el rendimiento de la cámara de combustión $\eta_{\text{cámara de combustión}} = 0,97$ y se toma un poder calorífico del gas natural de $P_c = 48.000 \text{ kJ/kg}$.

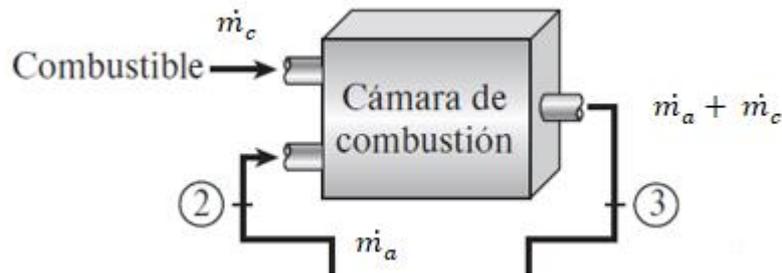


Ilustración 3.4. Balance en la cámara de combustión

Ilustración 3.5. Balance energético en la cámara de combustión (adaptado de: [11])

$$\dot{m}_a h_2 + \dot{m}_c P_c \eta_{\text{cámara de combustión}} = (\dot{m}_a + \dot{m}_c) h_3$$

Ecuación 3.7. Balance energético en la cámara de combustión

Operando esta ecuación se acaba consiguiendo el dosado de combustible.

$$\frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_a} = \frac{h_2 - h_3}{h_3 - P_c \eta_{\text{cámara de combustión}}} = F$$

Ecuación 3.8. Cálculo del dosado de la cámara de combustión

Posteriormente se ha de obtener el flujo másico de vapor (\dot{m}_v) que circula por el circuito de vapor. Para ello, se ha de estudiar el HRSG. El punto 10 (Ilustración 3.3) representa el líquido saturado que va a empezar a cambiar de fase. Para obtener las condiciones de este punto necesitamos su presión $P_{10} = P_{\text{HRSG}}$ y su temperatura T_{10} . Esta temperatura será la temperatura de saturación (a la que tiene lugar el cambio de fase de líquido a vapor) menos el incremento de temperatura de subenfriamiento de aproximación del economizador o "Approach point" $\Delta_{\text{Approach}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$T_{10} = T_{\text{sat}}(P_{10}) - \Delta_{\text{Approach}}$$

Ecuación 3.9. Temperatura en el punto 10

Este punto de aproximación del economizador se establece para que la vaporización no tenga lugar en el economizador, ya que no está diseñado para ello y podría recibir importantes daños.

Una vez se tienen la presión y temperatura se consiguen la entalpía h_{10} y entropía s_{10} . Ahora, con la temperatura en el punto 10 correspondiente al circuito de vapor, sabiendo el incremento de temperatura del punto de acercamiento o “Pinch point” $\Delta_{\text{Pinch}} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, se puede obtener la temperatura de ese punto del HRSG, pero del circuito de gas T_{11} .

$$T_{11} = T_{10} + \Delta_{\text{Pinch}}$$

Ecuación 3.10. Temperatura en el punto 11

Cuanto más pequeño sea el incremento de temperatura del Pinch point el vapor llegará a una temperatura más cercana al gas.

Y con la temperatura T_{11} se obtiene directamente la entalpía en ese punto h_{11} .

En este momento ya se puede realizar un balance energético en el HRSG para la obtención del flujo másico de vapor. Para este balance de energía se utilizarán los puntos 4,6,10 y 11 de la Ilustración 3.3.

$$(\dot{m}_a + \dot{m}_c)(h_4 - h_{11}) = \dot{m}_v(h_6 - h_{10})$$

Ecuación 3.11. Balance energético HRSG

Sabiendo que el dosado es $F = \frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_a}$, se puede dividir la expresión entre \dot{m}_a para que quede en función del dosado.

$$(1 + F)(h_4 - h_{11}) = \frac{\dot{m}_v}{\dot{m}_a}(h_6 - h_{10})$$

$$\dot{m}_v = \dot{m}_a(1 + F) \frac{(h_4 - h_{11})}{(h_6 - h_{10})}$$

Ecuación 3.12. Flujo másico de vapor

En este momento se tienen los datos suficientes para calcular la potencia del ciclo de gas \dot{W}_{gas} , del ciclo de vapor \dot{W}_{vapor} y del ciclo combinado $\dot{W}_{\text{combinado}}$.

$$\dot{W}_{\text{gas}} = (\dot{m}_a + \dot{m}_c)(h_3 - h_4) - \dot{m}_a(h_2 - h_1) = (1 + F)(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)$$

Ecuación 3.13. Trabajo del ciclo de gas

$$\dot{W}_{\text{vapor}} = \dot{m}_v(h_6 - h_7) - \dot{m}_v(h_9 - h_8)$$

Ecuación 3.14. Trabajo ciclo de vapor

$$\dot{W}_{\text{combinado}} = \dot{W}_{\text{gas}} + \dot{W}_{\text{vapor}}$$

Ecuación 3.15. Trabajo del ciclo combinado

Y también se pueden calcular los correspondientes rendimientos sabiendo el calor aportado al ciclo.

$$\dot{Q}_{\text{aportado}} = \dot{m}_c P_c$$

Ecuación 3.16. Calor aportado en la cámara de combustión

$$\eta_{\text{gas}} = \frac{\dot{W}_{\text{gas}}}{\dot{Q}_{\text{aportado}}}$$

Ecuación 3.17. Rendimiento del ciclo de gas

$$\eta_{\text{vapor}} = \frac{\dot{W}_{\text{vapor}}}{\dot{Q}_{\text{aportado}}}$$

Ecuación 3.18. Rendimiento del ciclo de vapor

$$\eta_{\text{combinado}} = \frac{\dot{W}_{\text{gas}} + \dot{W}_{\text{vapor}}}{\dot{Q}_{\text{aportado}}}$$

Ecuación 3.19. Rendimiento del ciclo combinado

3.2.- EFECTO DE LA CANTIDAD DE HIDRÓGENO EN EL COMBUSTIBLE

A la hora de estudiar las variaciones en los resultados del ciclo combinado en función del porcentaje de hidrógeno utilizado en la mezcla de combustible, se estudiaron tres escenarios.

1) 100% de gas natural, 2) 70% de gas natural y 30% de hidrógeno y 3) 100% de hidrógeno. Se tomó un poder calorífico del hidrógeno de $P_{C,H2} = 120\,000$ kJ/kg y del gas natural $P_{C,GN} = 48\,000$ kJ/kg.

Entonces mediante una media ponderada ($a + b = 10$) se puede calcular el poder calorífico final del combustible.

$$P_{C,\text{combustible}} = \frac{aP_{C,H2} + bP_{C,GN}}{a + b}$$

Ecuación 3.20. Poder calorífico del combustible

Con esto se podrán hacer los estudios variando la composición del combustible de diferentes variables del ciclo.

3.3.- ANÁLISIS ECONÓMICO

Se realizó un análisis económico a 20 años vista de las tres opciones de la planta, el ciclo con 1) 100% de gas natural, 2) 70% de gas natural y 30% de hidrógeno verde y 3) 100% de hidrógeno verde.

Para el análisis se tomó en consideración la inversión inicial (I_0) correspondiente a los cambios que se realizan en equipos del ciclo para adecuarlos a la presencia de hidrógeno en el combustible, los costes de combustible asociados (COM), los costes de operación y mantenimiento tanto fijos (FO&M) como variables (VO&M) (no incluyen los gastos de combustible), el coste de las emisiones de CO_2 (EMS) y el precio al que se vende la energía (ENE).

La inversión inicial corresponde solo a los casos en los que se utiliza hidrógeno como combustible. Se debe a la adaptación de la cámara de combustión para poder utilizar hidrógeno. Para estimar la inversión inicial se supuso que costaría un 35% del precio de una turbina de gas.

Y para la estimación del precio de turbina de gas se utilizó el modelo más similar en potencia del catálogo [13]. Esta es una turbina de gas H-Class que tiene una potencia de 297,2 MW, y cuyo coste de capital es de 1084 \$/kW instalado (1029,8 €/kW).

En el caso de los costes de operación y mantenimiento tanto fijos como variables, se estimaron según [14].

TABLE 8-3 – O&M EXPENSES FOR CONVENTIONAL NGCC

Technology:	Conventional NGCC
Fixed O&M Expense	\$11.00/kW-year
Variable O&M Expense	\$3.50/MWh

Ilustración 3.6. Costes de operación y mantenimiento (fuente: [14])

El coste de las emisiones de CO_2 se calculó utilizando los datos de [15].

A la hora de obtener el precio al que se vende la energía, se tomó el precio del MWh en [16]. El precio tomado para el MWh se aproximó como la media de los precios medios del MWh en los meses de enero a mayo en 2022 en España.

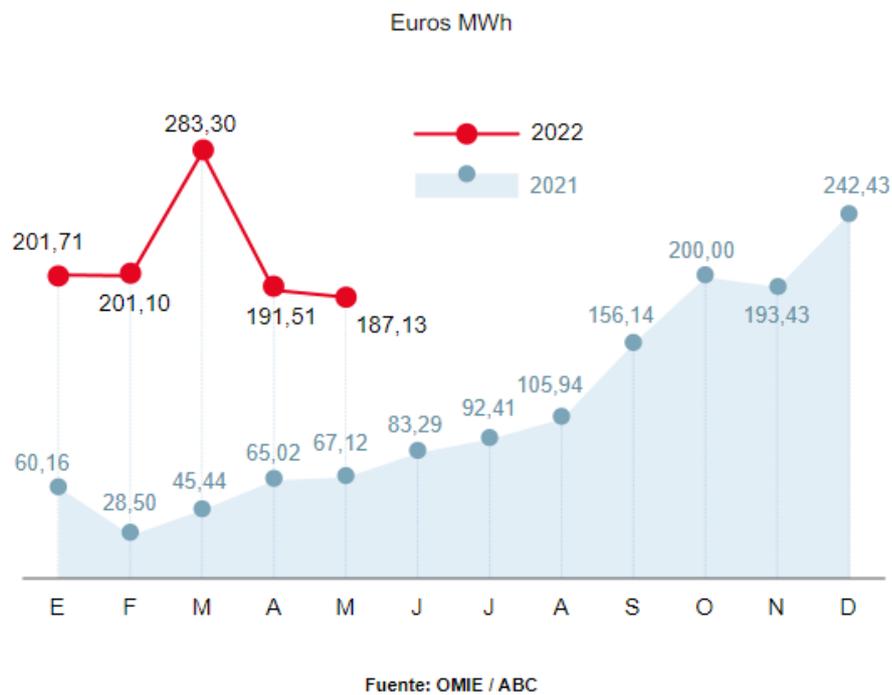


Figura 3.1. Precios del MWh (fuente: [16])

Con estos valores se pueden calcular los beneficios antes de impuestos (BAI), a los cuales se les aplican unos impuestos (IMP) que se supusieron del 35%. Después de descontar los impuestos ya se tienen los flujos de caja (FC).

$$\text{BAI} = \text{Ingresos} - \text{Costes}$$

Ecuación 3.21. Beneficios antes de impuestos

$$\text{FC} = \text{BAI} - \text{BAI} \times \text{IMP}$$

Ecuación 3.22. Flujos de caja

Pero debido a la inflación para comparar precios en diferentes periodos de tiempo se calcula el valor actual del flujo de caja (VAFC) de cada periodo “j” considerando la tasa de interés “i” supuesta de un 5%. El valor actual del flujo de caja representa cuanto valdría ese flujo de caja en dinero en el momento actual.

$$VAFC_j = \frac{FC_j}{(1 + i)^j}$$

Ecuación 3.23. Valor actual del flujo de caja

Y por último se calcula el flujo de caja acumulado (FCAC) que nos permite ver los ingresos o pérdidas acumulados durante un periodo de tiempo de “y” años.

$$FCAC = \sum_{j=0}^y VAFC_j$$

Ecuación 3.24. Flujo de caja acumulado

Y el flujo de caja acumulado correspondiente a el último año del estudio se denomina el valor actual neto (VAN) que puede ser comparado entre diferentes proyectos para estudiar cual es el más rentable entre ellos en un periodo de tiempo determinado.

Una vez se realizó este análisis se hicieron variaciones en las suposiciones iniciales para ver como variaría la rentabilidad de cada proyecto dependiendo de diferentes escenarios económicos.

Se estudiaron cinco escenarios, 1) valores actuales de costes, 2) el precio del gas natural sufre un incremento cada año, 3) el precio del hidrógeno disminuye, 4) el precio por las toneladas emitidas de CO₂ es aumentado y 5) se combinan los efectos de los escenarios 2,3 y 4.

En el escenario 1 se estudió la viabilidad del proyecto tomando los datos actuales de precios y manteniéndolos constantes.

El coste del gas natural se tomó con los datos de [17], siendo el precio del gas natural industrial en ese momento de 6,32 \$/1000 pies cúbicos.

United States Natural Gas Industrial Price

Dollars per Thousand Cubic Feet

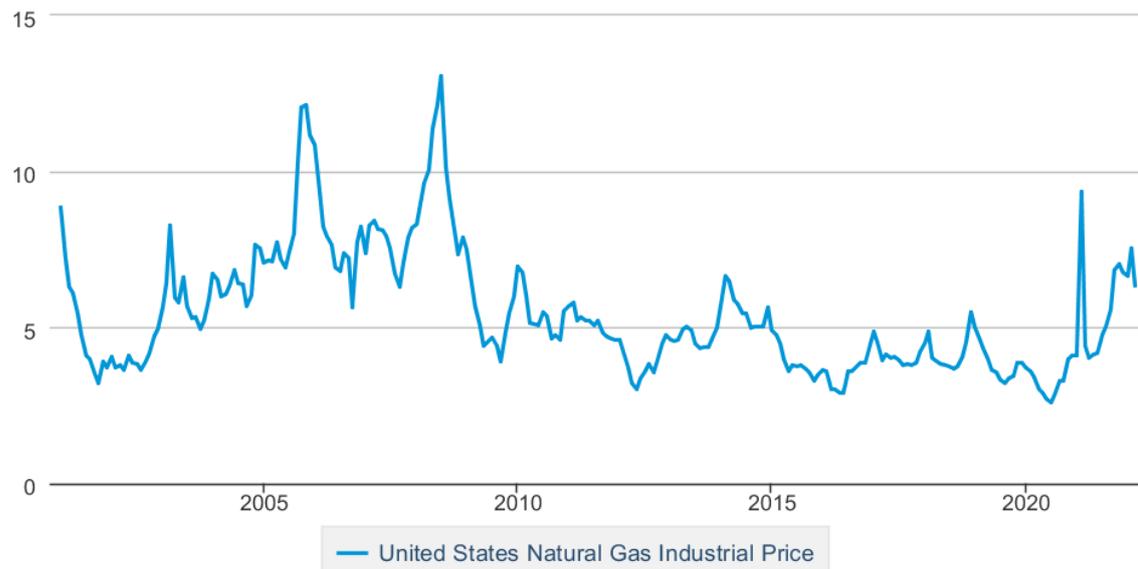


Figura 3.2. Precio del gas natural industrial (fuente: [17])

La densidad del gas natural se tomó como la densidad del metano según [18], siendo 0,717 kg/m³.

$$6,32 \frac{\$}{1000 \text{ ft}^3} \times \frac{1000 \text{ ft}^3}{28,3168 \text{ m}^3} \times \frac{1 \text{ m}^3}{0,717 \text{ kg}} \times \frac{0,95 \text{ €}}{1 \$} = 0,296 \text{ €/kg}$$

Ecuación 3.25. Precio del gas natural

Se tomó el precio actual del hidrógeno verde según [19]. Se dice en ese mismo artículo que el precio del hidrógeno verde está entre 4,84 \$/kg y 6,68 \$/kg. Se tomó el valor medio de ambos extremos y se pasó a euros, acabando en 5,48 €/ kg.

Para el coste de las emisiones de CO₂ se tomó la media del mes de junio de 2022 según [15] de 83,34 €/ton.

Para el escenario 2 se supuso un incremento del precio del gas natural del 8%. Este dato está basado en la predicción del incremento del precio a una año vista desde enero de 2022 hasta enero de 2023 obtenida en [20].

Para el escenario 3, como estimación de los precios futuros del hidrógeno verde se utilizó el siguiente gráfico:

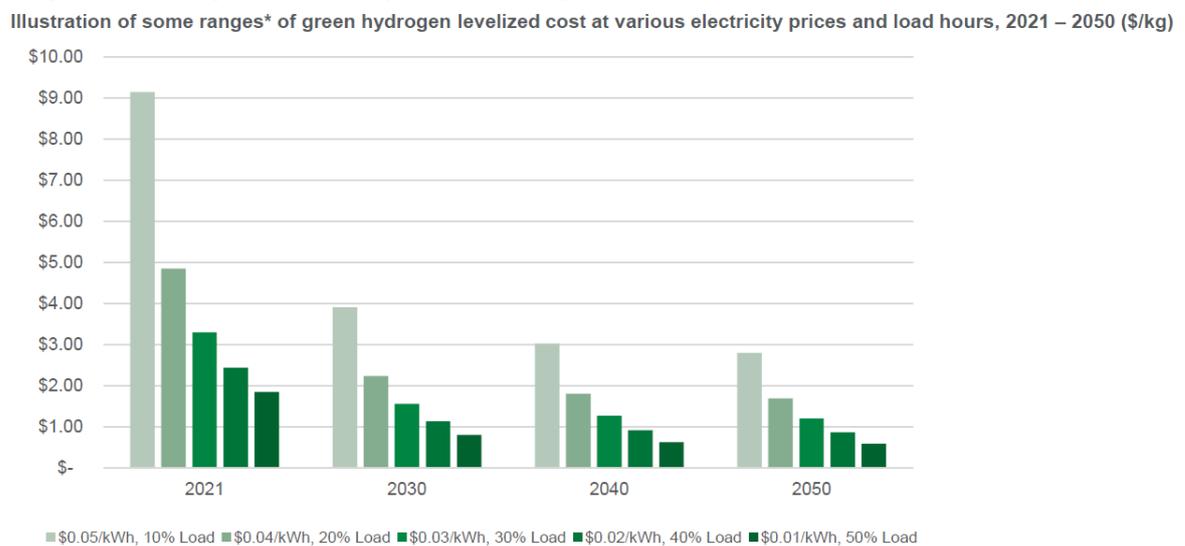


Figura 3.3. Pronóstico de los precios del hidrógeno verde (fuente: [21])

Para la obtención de unos precios aproximados que introducir en el modelo, se tomó como el precio del hidrógeno la media de todos los precios de ese año.

Una vez se tuvieron los precios, se introdujeron en MATLAB para hacer un modelo mediante una interpolación lineal.

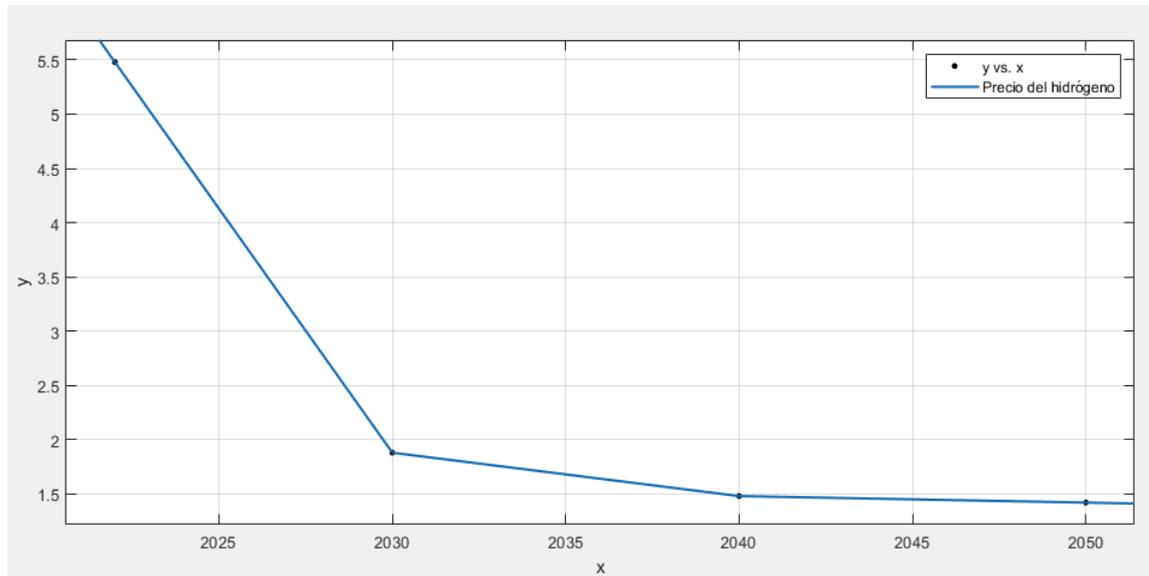


Figura 3.4. Interpolación lineal para pronóstico de precios del hidrógeno

Para el escenario 4 se tomaron los datos del coste de las emisiones de CO₂ [15] desde enero de 2008 hasta junio de 2022.

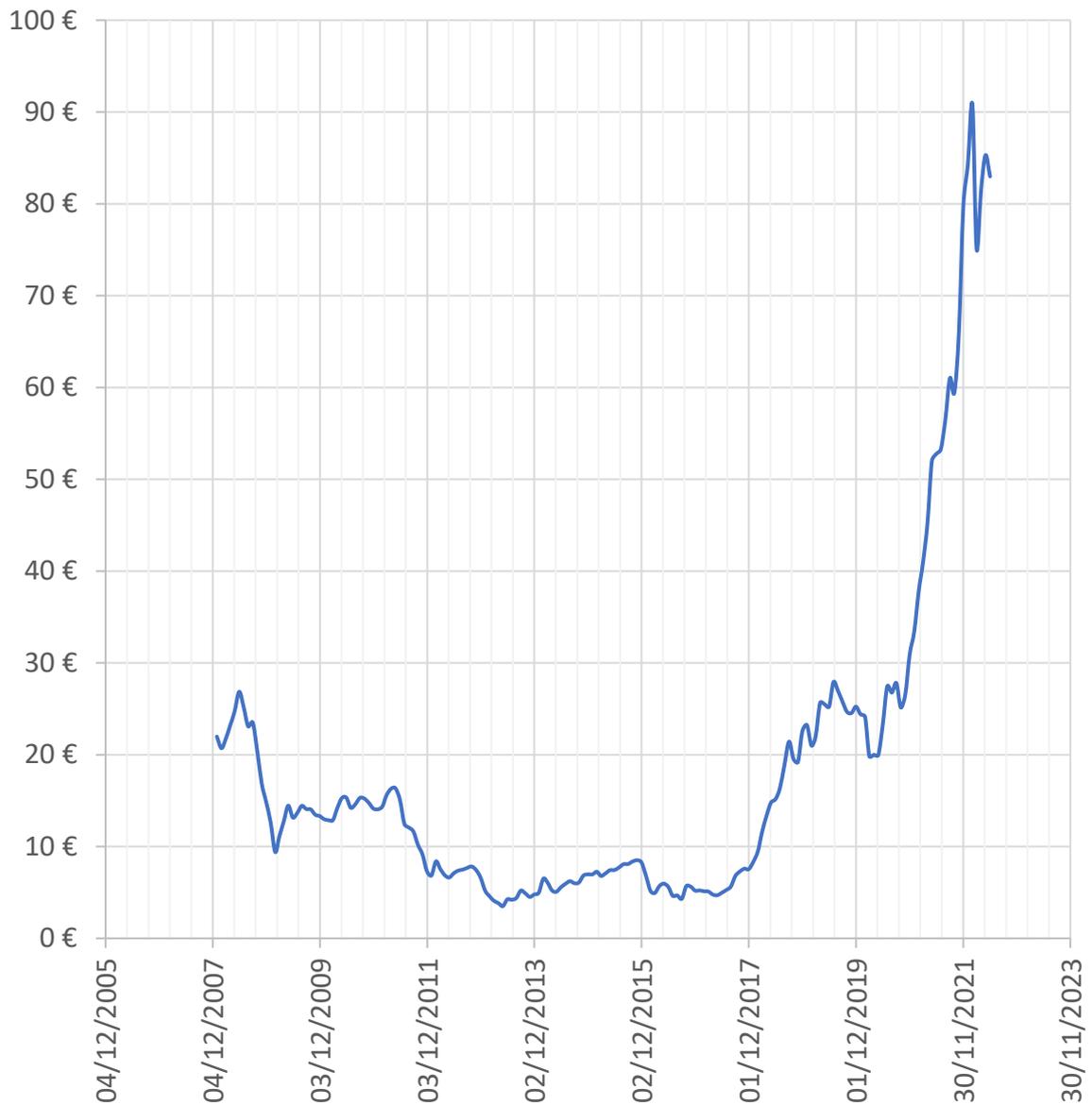


Figura 3.5. Evolución histórica del precio de la tonelada de CO₂ emitida

Como en los últimos años la subida de precio es muy grande, se tomó un 5% de subida de precio anual.

Y para el escenario 5 se tomaron los factores de los escenarios 2, 3 y 4 al mismo tiempo.

4. Trabajo realizado y resultados obtenidos

4.1.- ESTUDIO DE VARIABLES DEL CICLO

En el caso del ciclo con un 100% de gas natural ($P_{c_combustible} = 48\,000$ kJ/kg) se obtuvo una potencia del ciclo de gas de $\dot{W}_{gas} = 207\,499$ kW, una potencia del ciclo de vapor de $\dot{W}_{vapor} = 87\,312$ kW y, por lo tanto, una potencia del ciclo combinado de $\dot{W}_{combinado} = 294\,811$ kW. Y los rendimientos obtenidos fueron de $\eta_{gas} = 0,4095$ (40,95%), $\eta_{vapor} = 0,3361$ (33,61%), $\eta_{combinado} = 0,5818$ (58,18%).

Por otro lado, el consumo de combustible fue de $\dot{m}_c = 10,56$ kg/s. El flujo másico de aire en este caso era de $\dot{m}_a = 350$ kg/s. Y, por lo tanto, el dosado de combustible fue de $F = 0,03016$ (3,016%). La masa de vapor fue de $\dot{m}_v = 75,94$ kg/s.

Para analizar cuál era la variación e las variables del ciclo con respecto a las otras mezclas de combustible, lo que se hizo fue tomar las potencias obtenidas en el caso de 100% de gas natural e introducirlas como dato en los otros dos casos para observar el requerimiento de combustible, el dosado y las eficiencias.

Para el caso de 30% hidrógeno y 70% gas natural, se tiene un poder calorífico de las mezcla de $P_{c_combustible} = 69\,600$ kJ/kg. Se observó una reducción en el consumo de combustible hasta $\dot{m}_c = 7,298$ kg/s, lo que representa una reducción del 30,89% y un aumento en la cantidad de aire necesitado hasta $\dot{m}_a = 356$ kg/s. Y esto hace un dosado de $F = 0,0205$ (2,05%).

Las eficiencias fueron $\eta_{gas} = 0,4085$ (40,85%), $\eta_{vapor} = 0,3361$ (33,61%) y $\eta_{combinado} = 0,5804$ (58,04%). El ciclo de vapor mantiene el mismo rendimiento y los

rendimientos del ciclo de gas y del ciclo combinado tienen una reducción muy pequeña respecto al caso anterior. El flujo másico de vapor necesitado $\dot{m}_v = 75,93$ kg/s.

En el último caso en el que se utiliza un 100% de hidrógeno como combustible, el poder calorífico es el correspondiente al del hidrógeno $P_{c_combustible} = 120,000$ kJ/kg. El consumo de combustible se ve reducido a $\dot{m}_c = 4,242$ kg/s, una reducción respecto al primer caso del 59,83% y un flujo másico de aire de $\dot{m}_a = 361,5$ kg/s. El dosado que se obtuvo fue de $F = 0,01173$ (1,173%).

En este caso las eficiencias obtenidas fueron $\eta_{gas} = 0,4076$ (40,76%), $\eta_{vapor} = 0,3361$ (33,61%) y $\eta_{combinado} = 0,5792$ (57,92%). Al igual que antes la eficiencia del ciclo de vapor es la misma y hubo una muy pequeña reducción en la eficiencia del ciclo de gas y del ciclo combinado. Y el flujo másico de vapor necesario obtenido fue de $\dot{m}_v = 75,93$ kg/s, al igual que en el caso anterior.

En la siguiente tabla se pueden observar los resultados obtenidos para la misma potencia.

CASO	100% GN	30% H ₂ – 70% GN	100% H ₂
η_{gas}	40,95%	40,85%	40,76%
η_{vapor}	33,61%	33,61%	33,61%
$\eta_{\text{combinado}}$	58,18%	58,04%	57,92%
$P_{\text{c_combustible}}$	48 000 kJ/kg	69 600 kJ/kg	120 000 kJ/kg
\dot{m}_{c}	10,56 kg/s	7,298 kg/s	4,242 kg/s
\dot{m}_{a}	350 kg/s	356 kg/s	361,5 kg/s
F	3,016%	2,05%	1,173%
\dot{m}_{v}	75,94 kg/s	75,93 kg/s	75,93 kg/s

Tabla 4.1. Resultados de los tres casos

Adicionalmente se realizaron estudios paramétricos sobre como cambiaban algunas variables al modificar diferentes parámetros.

Por ejemplo, en la siguiente figura se puede observar la variación del flujo másico de combustible con el porcentaje de hidrógeno utilizado en la mezcla.

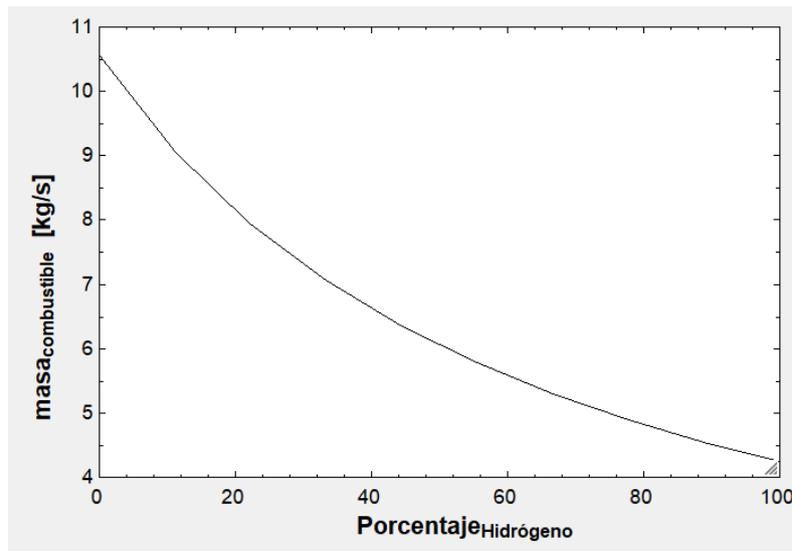


Figura 4.1. Masa combustible vs porcentaje de hidrógeno

También es interesante observar la evolución del calor aportado.

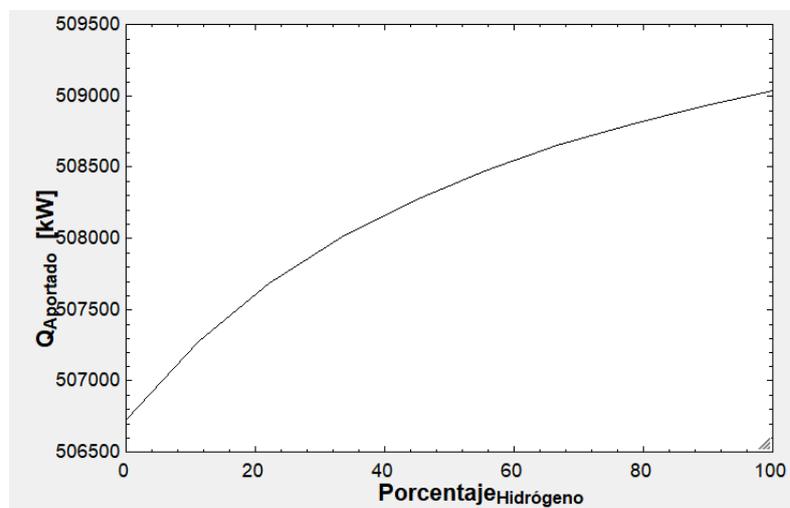


Figura 4.2. Calor aportado vs porcentaje de hidrógeno

Como veíamos en la Tabla 4.1, el rendimiento del ciclo combinado disminuía ligeramente con el aumento del porcentaje de hidrógeno utilizado. Esto está relacionado con lo que podemos ver en la Figura 4.2. El calor aportado en la cámara de combustión depende del flujo másico de combustible y de su poder calorífico (Ecuación 3.16).

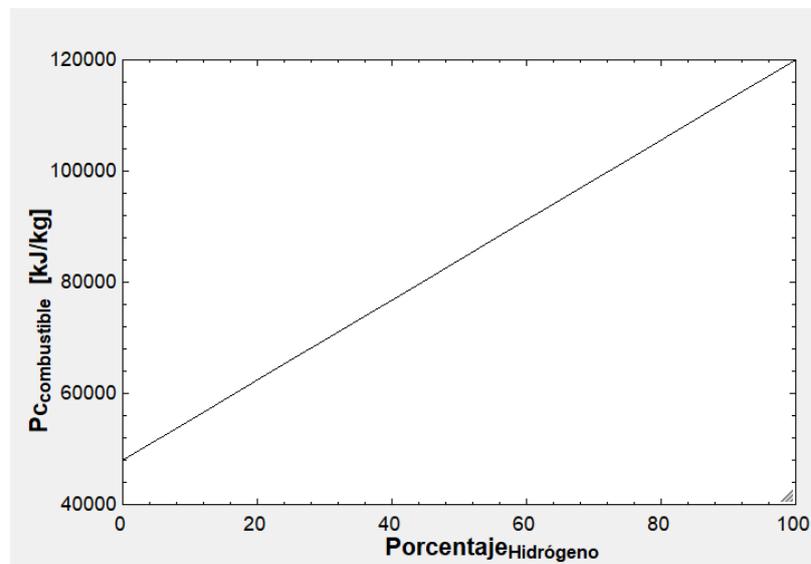


Figura 4.3. Poder calorífico vs porcentaje de hidrógeno

En el modelo se observa que el poder calorífico (Figura 4.3) tiene un aumento mayor que la disminución del flujo másico de combustible (Figura 4.1) respecto al aumento en el porcentaje de hidrógeno. Por lo tanto, el calor aportado al ciclo aumenta con el porcentaje de hidrógeno. Este aumento del calor aportado (Figura 4.2). repercute en el rendimiento final del ciclo como se puede deducir en la Ecuación 3.19.

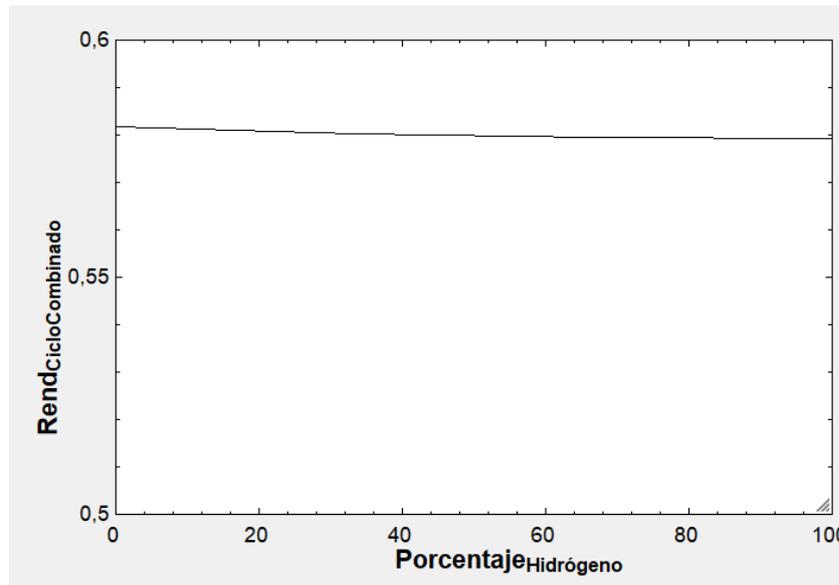


Figura 4.4. Rendimiento del ciclo combinado vs porcentaje de hidrógeno

Aunque aumente el calor aportado, tiene un efecto muy poco importante en el rendimiento como se ve en la Figura 4.4.

Además de poder cambiar el comportamiento del ciclo con el combustible utilizado, también se pueden observar diferencias en el ciclo al cambiar las características de algunos equipos del ciclo.

Por ejemplo, si se aumentase la relación de compresión en el compresor, se verían mejoras en muchos parámetros del ciclo. Se disminuiría ligeramente el combustible necesitado (Figura 4.6), disminuiría el calor aportado necesario en la cámara de combustión, derivando en un aumento del rendimiento del ciclo (Figura 4.5) para una mayor relación de compresión.

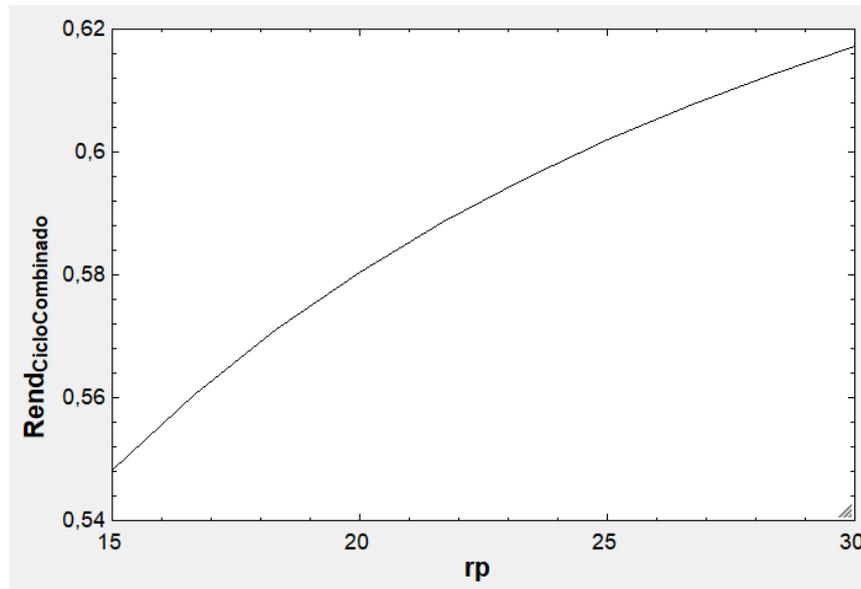


Figura 4.5. Rendimiento del ciclo combinado vs relación de compresión

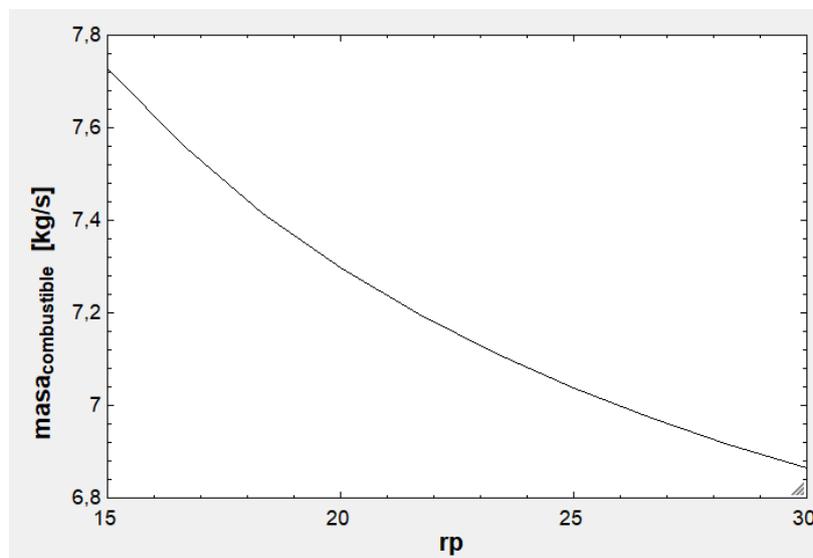


Figura 4.6. Flujo másico de combustible vs relación de compresión

Por otro lado, si se aumentase la temperatura a la entrada de la turbina de gas (T_3), se verían mejoras en cuanto al rendimiento del ciclo combinado y a combustible necesitado. El límite de esta temperatura puede estar marcado por la resistencia de los materiales.

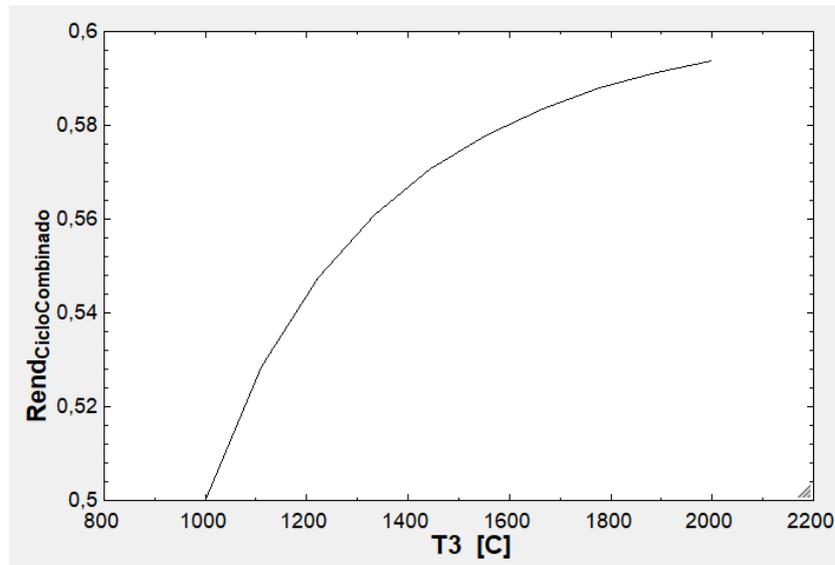


Figura 4.7. Rendimiento del ciclo combinado vs temperatura a la entrada de la turbina de gas

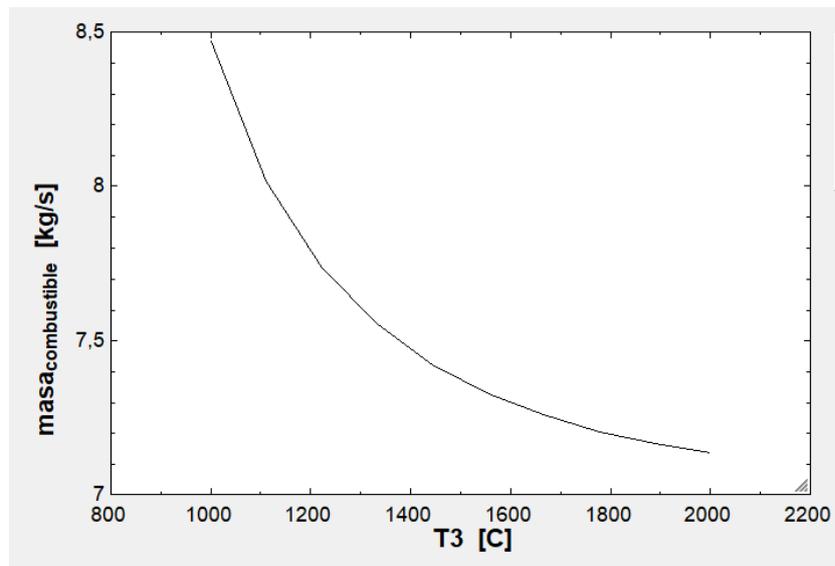
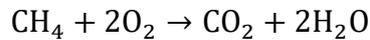


Figura 4.8. Flujo másico de combustible vs temperatura a la entrada de la turbina de gas

4.2.- ANÁLISIS DE EMISIONES DE CO₂

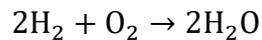
Se calcularon las emisiones de CO₂ para los tres casos, 100% gas natural, 30% hidrógeno y 100% hidrógeno.

En la combustión del gas natural (siendo principalmente metano) se produce CO₂ y agua:



Ecuación 4.1. Ecuación de combustión del metano

Mientras que en la combustión del hidrógeno no se produce CO₂:



Ecuación 4.2. Ecuación de combustión del hidrógeno

En el primer caso del 100% gas natural, el combustible solo sigue la reacción de combustión del gas natural, produciéndose por cada mol de metano un mol de CO₂.

Para calcular los kg de CO₂ emitidos se necesita el consumo obtenido ($\dot{m}_c = 10,56 \text{ kg/s}$) y los pesos moleculares del metano y del CO₂.

$$\text{Peso molecular CH}_4 = 12 + 4 \times 1 = 16 \text{ g}$$

Ecuación 4.3. Peso molecular metano

$$\text{Peso molecular CO}_2 = 12 + 2 \times 16 = 44 \text{ g}$$

Ecuación 4.4. Peso molecular CO₂

Por lo tanto, las emisiones anuales en el primero de los casos son de:

$$10,56 \frac{\text{kg CH}_4}{\text{s}} \times \frac{1 \text{ kmol CH}_4}{16 \text{ kg CH}_4} \times \frac{1 \text{ kmol CO}_2}{1 \text{ kmol CH}_4} \times \frac{44 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ kmol CO}_2} = 29,04 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{s}}$$

Ecuación 4.5. Emisiones de CO₂ caso 1

En el caso de un 30% de hidrógeno y un 70% de gas natural, el consumo de combustible obtenido había sido de $\dot{m}_c = 7,298 \text{ kg/s}$. La parte correspondiente al hidrógeno es de $\dot{m}_{c,H_2} = 2,1894 \text{ kg/s}$ y el consumo de gas natural es de $\dot{m}_{c,GN} = 5,1086 \text{ kg/s}$.

Las emisiones obtenidas fueron:

$$5,1086 \frac{\text{kg CH}_4}{\text{s}} \times \frac{1 \text{ kmol CH}_4}{16 \text{ kg CH}_4} \times \frac{1 \text{ kmol CO}_2}{1 \text{ kmol CH}_4} \times \frac{44 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ kmol CO}_2} = 14,05 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{s}}$$

Ecuación 4.6. Emisiones de CO₂ caso 2

Y en el último caso solo se quema hidrógeno, por lo que en el proceso de combustión no se generan emisiones de CO₂.

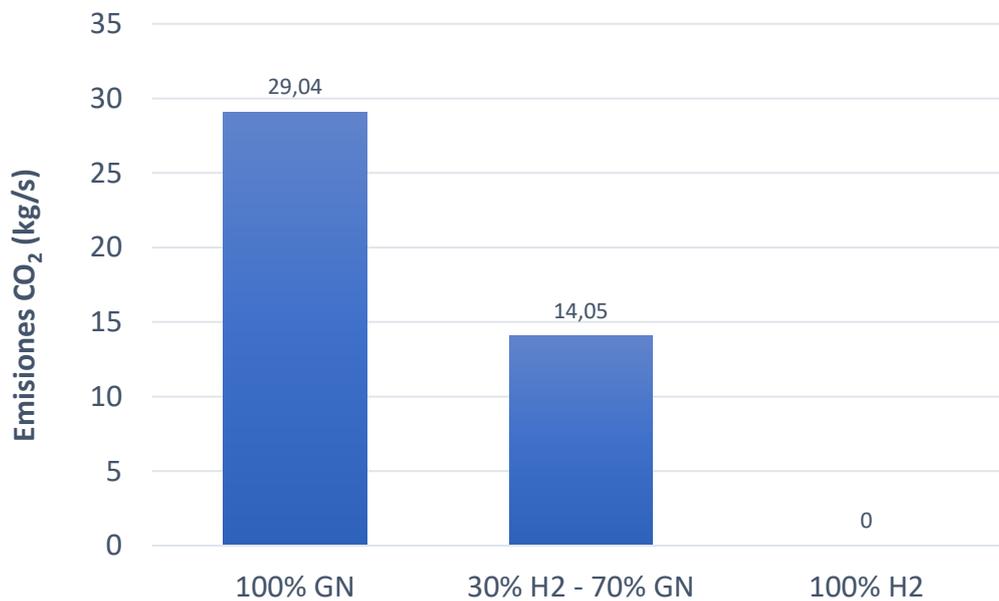


Figura 4.9. Comparación de emisiones de CO₂

4.3.- ANÁLISIS ECONÓMICO

4.3.1.- Escenario 1

Las condiciones con las que se calcularon los costes se pueden ver en la siguiente tabla:

Coste del gas natural	0,296 €/kg
Coste del hidrógeno	5,48 €/kg
Coste de las emisiones de CO ₂	83,34 €/ton *

Tabla 4.2. Condiciones para el escenario 1

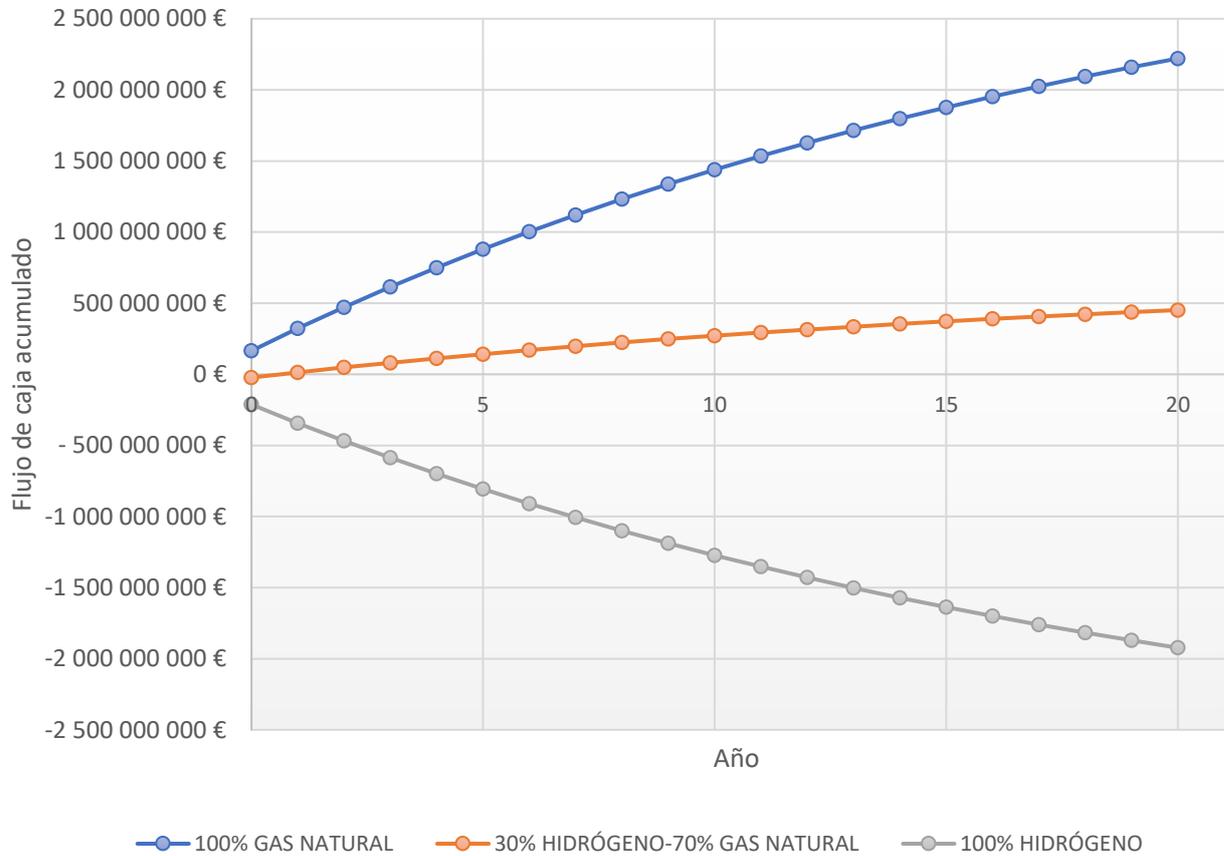


Figura 4.10. Comparación de flujo de caja acumulado escenario 1

Se observa que desde el año 0 del estudio, la opción con un 100% de gas natural tiene beneficios. Las otras dos opciones empiezan con pérdidas desde el primer año debido a que es necesaria la inversión inicial para adaptar el sistema de combustión al hidrógeno.

Teniendo en cuenta que la turbina de gas tiene una potencia de 207 499 kW, la inversión inicial será de 74 788 864,57 € (este precio es el mismo para todas las configuraciones que utilizan hidrógeno).

El precio del combustible es el factor más diferencial entre los tres casos, siendo muy elevado en el caso de utilizar un 100% de hidrógeno.

CASO	100% GN	30% H ₂ – 70% GN	100% H ₂
COSTE ANUAL DE COMBUSTIBLE	69 001 777,15 €	298 237 223,5 €	513 163 631,2 €

Tabla 4.3. Costes de combustible escenario 1

El caso con un 100% de hidrógeno acumula pérdidas durante todos los años del análisis por sus elevados costes de combustible, siendo el precio de venta de la energía anual de 384.966.975,02 €.

Los flujos de caja acumulados (FCAC) en el año 20 son de:

CASO	100% GN	30% H ₂ – 70% GN	100% H ₂
FCAC	2 220 691 442,62 €	451 774 892,65 €	-1 922 992 902,97 €

Tabla 4.4. Flujos de caja acumulados escenario 1

En estas condiciones utilizar un 100% de gas natural es mucho más rentable que las otras dos opciones.

4.3.2.- Escenario 2

En este escenario se estudia un aumento del precio del gas natural. El precio del hidrógeno y de las emisiones de CO₂ se mantienen como en el escenario 1.

Esta es la evolución del precio del gas natural con un incremento del 8% por año ([20]):

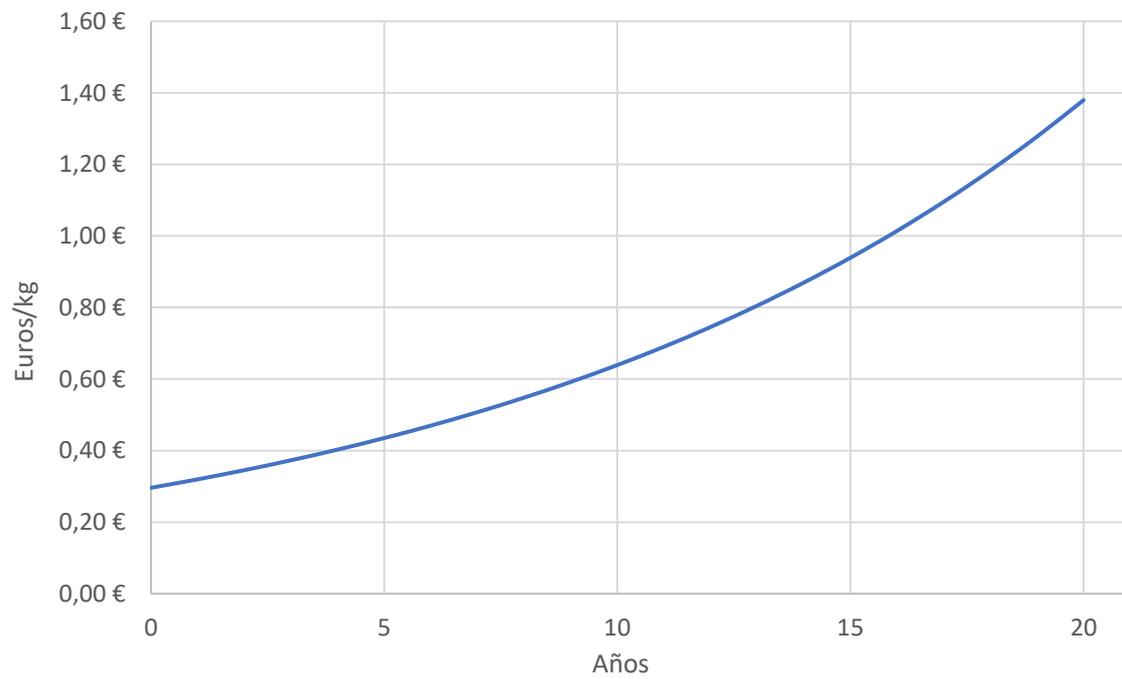


Ilustración 4.1. Evolución del precio del gas natural escenario 2

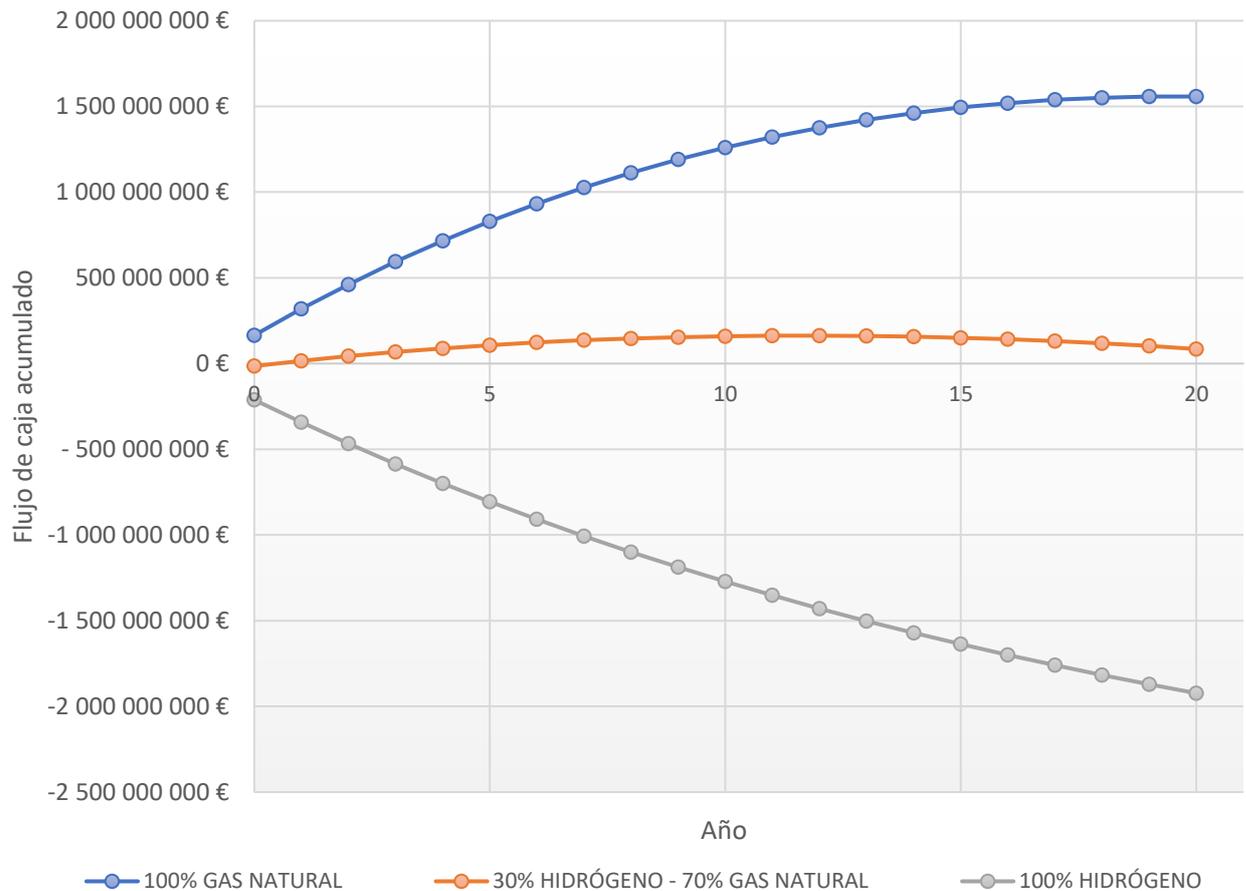


Figura 4.11. Comparación de flujo de caja acumulado escenario 2

De nuevo el caso con un 100% de gas natural aporta muchos más beneficios que los otros dos casos, aunque siendo menores que en el escenario 1.

Ahora se puede ver como entre el año 12 y 13, el caso con un 30% de hidrógeno empieza a sufrir pérdidas debido al aumento en el precio del gas natural.

Y en el caso de 100% hidrógeno sigue teniendo grandes pérdidas como en el escenario 1 debido al elevado coste del combustible.

CASO	100% GN	30% H ₂ – 70% GN	100% H ₂
FCAC	1 557 892 051,10 €	85 338 863,13 €	-1 922 992 879,23 €

Tabla 4.5. Flujos de caja acumulados escenario 2

4.3.3.- Escenario 3

En este escenario se produce una bajada en el precio del hidrógeno.

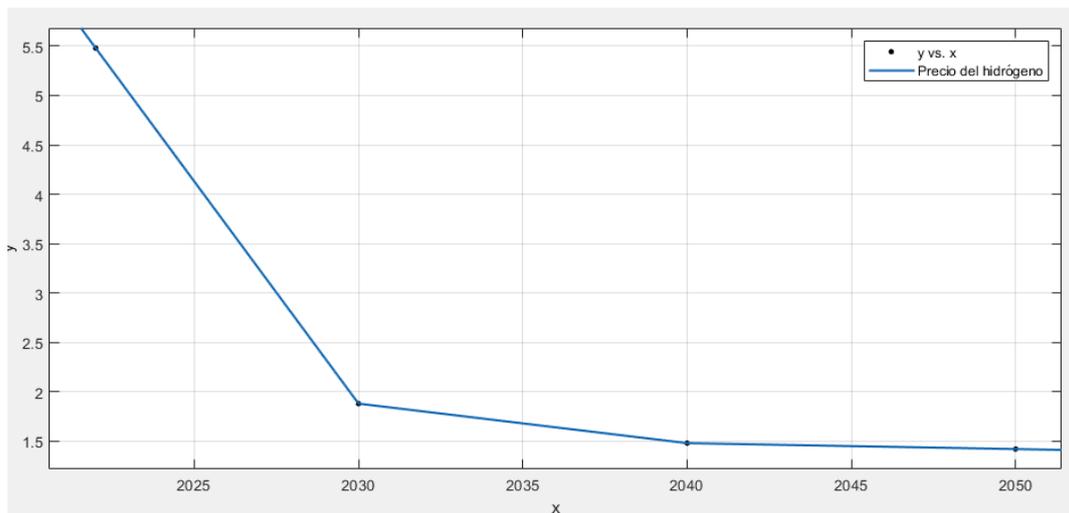


Figura 4.12. Evolución del precio del hidrógeno por kg

El precio del gas natural y el precio por las emisiones de CO₂ se mantienen constantes como las del escenario 1.

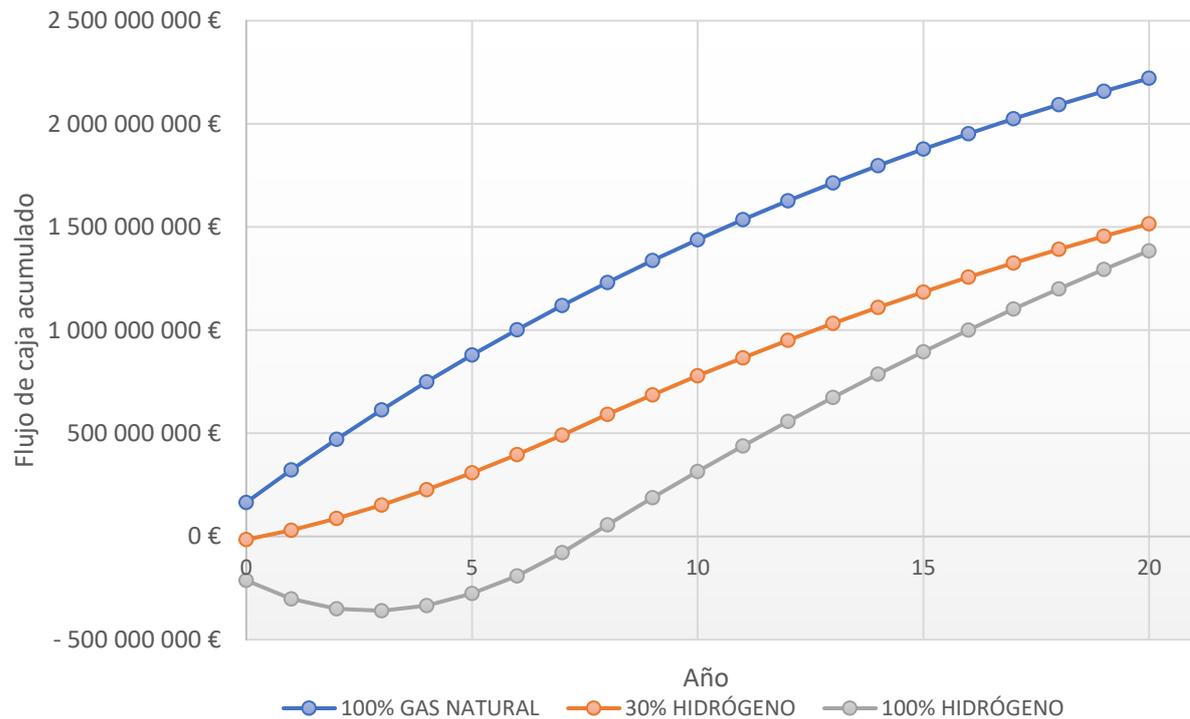


Figura 4.13. Comparación de flujo de caja acumulado escenario 3

Vemos que la bajada del precio del hidrógeno produce que en ambos casos en los que se utiliza hidrógeno acaban teniendo beneficios. Sigue siendo más rentable el caso con 100% de gas natural, pero se produce un cambio muy importante en los otros dos casos ya que se obtienen ganancias importantes.

CASO	100% GN	30% H ₂ – 70% GN	100% H ₂
FCAC	2 220 691 487,28 €	1 515 676 105,44 €	1 384 782 473,45 €

Tabla 4.6. Flujos de caja acumulados escenario 3

4.3.4.- Escenario 4

En este caso, los precios por la tonelada emitida de CO₂ aumentan un 5% anualmente.

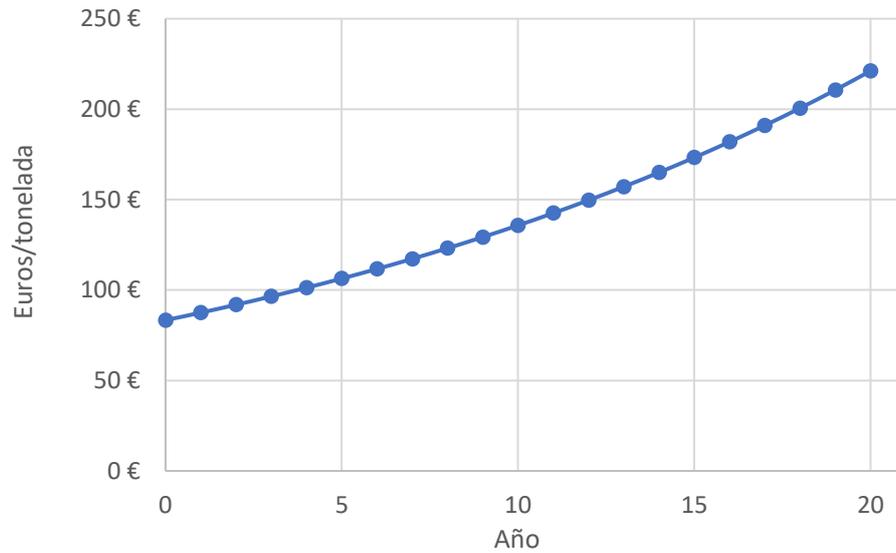


Figura 4.14. Evolución de precios de la tonelada de CO₂

El precio del gas natural y del hidrógeno se mantienen con los valores del escenario 1.

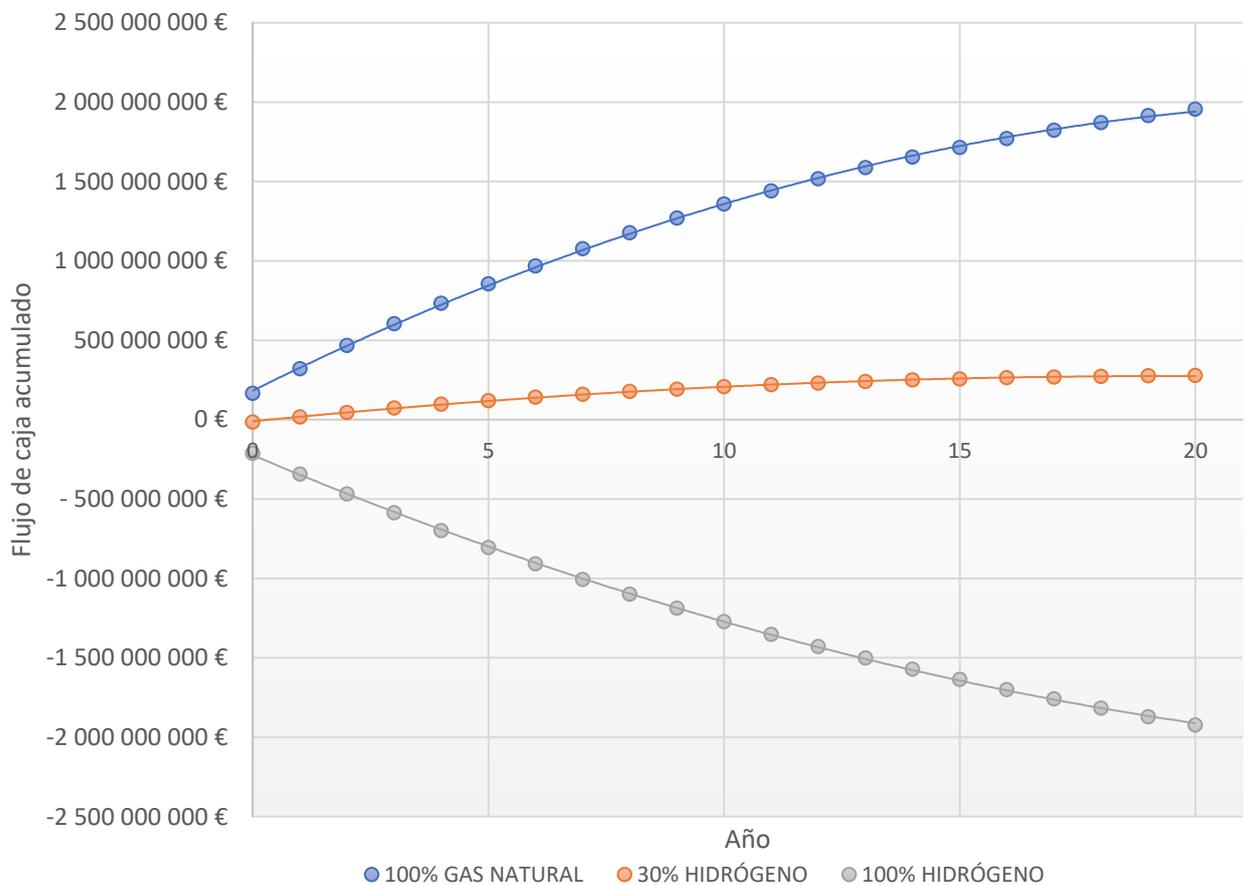


Figura 4.15. Comparación de flujo de caja acumulado escenario 4

El aumento en el precio de las emisiones disminuye los beneficios de los casos en los que se utiliza un porcentaje de gas natural, mientras que el caso de 100% de hidrógeno no se ve afectado al no producir emisiones.

CASO	100% GN	30% H ₂ – 70% GN	100% H ₂
FCAC	1 956 009 170,82 €	277 923 248,14 €	-1 922 992 903,41 €

Tabla 4.7. Flujos de caja acumulados escenario 4

4.3.5.- Escenario 5

Por último, se combinan tanto el incremento en el precio del gas natural, como la disminución en el precio del hidrógeno y el aumento en el precio por las emisiones de CO₂.

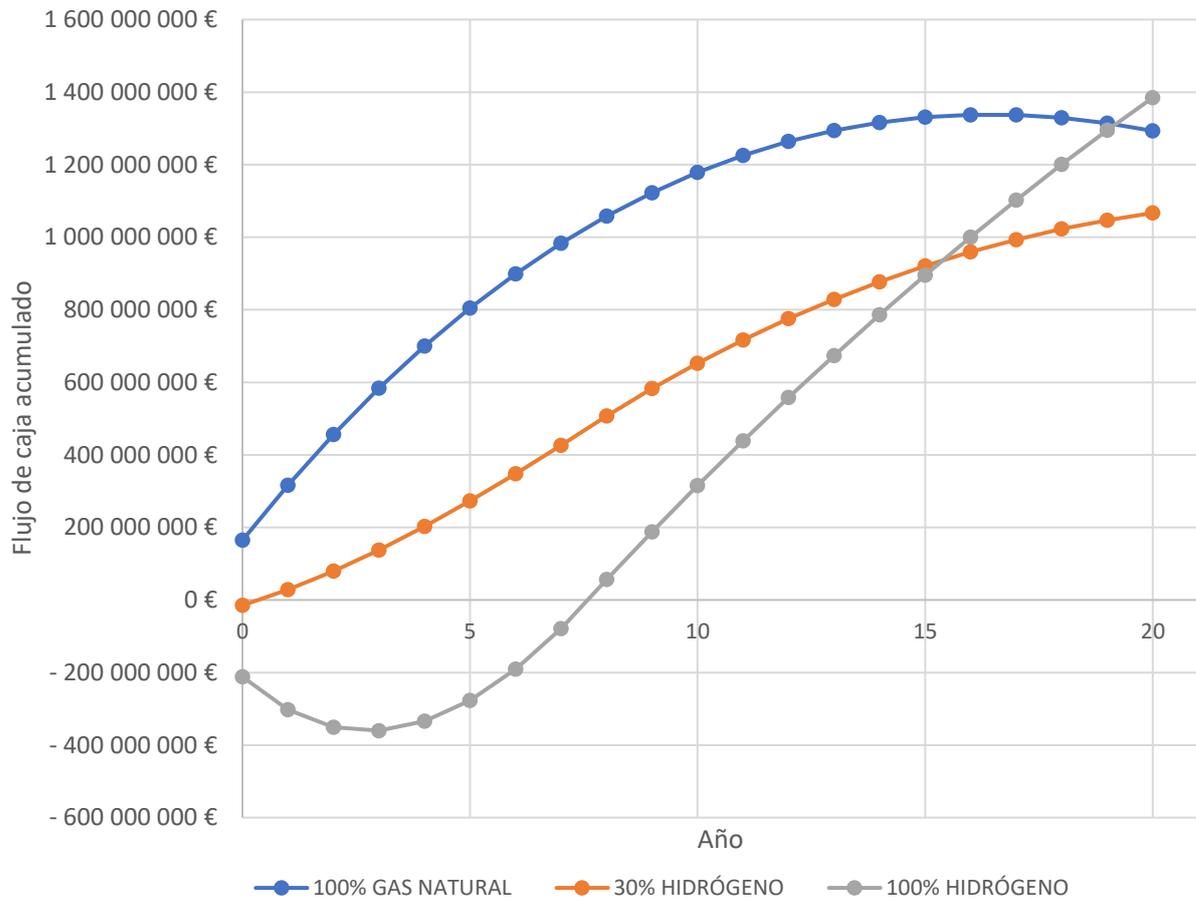


Figura 4.16. Comparación de flujo de caja acumulado escenario 5

Como se puede observar, con todos los factores tomados en combinación al mismo tiempo, el caso de un 100% de hidrógeno acaba siendo el que reporta mayores beneficios. En los primeros años siguen siendo los casos que utilizan un porcentaje de gas natural los más rentables, pero entre el año 15 y el año 16 el de 100% hidrógeno supera al de 30% hidrógeno y entre el año 19 y 20 se convierte en el que más beneficios aportó.

CASO	100% GN	30% H ₂ – 70% GN	100% H ₂
FCAC	1 293 209 750,32 €	1 066 976 944,81 €	1 384 782 449,28 €

Tabla 4.8. Flujos de caja acumulados escenario 5

El coste del MWh se calcula dividiendo todos los costes anuales por los MWh producidos ese año. Se puede ver en la Figura 4.17 como evoluciona el coste del MWh en cada uno de los casos.

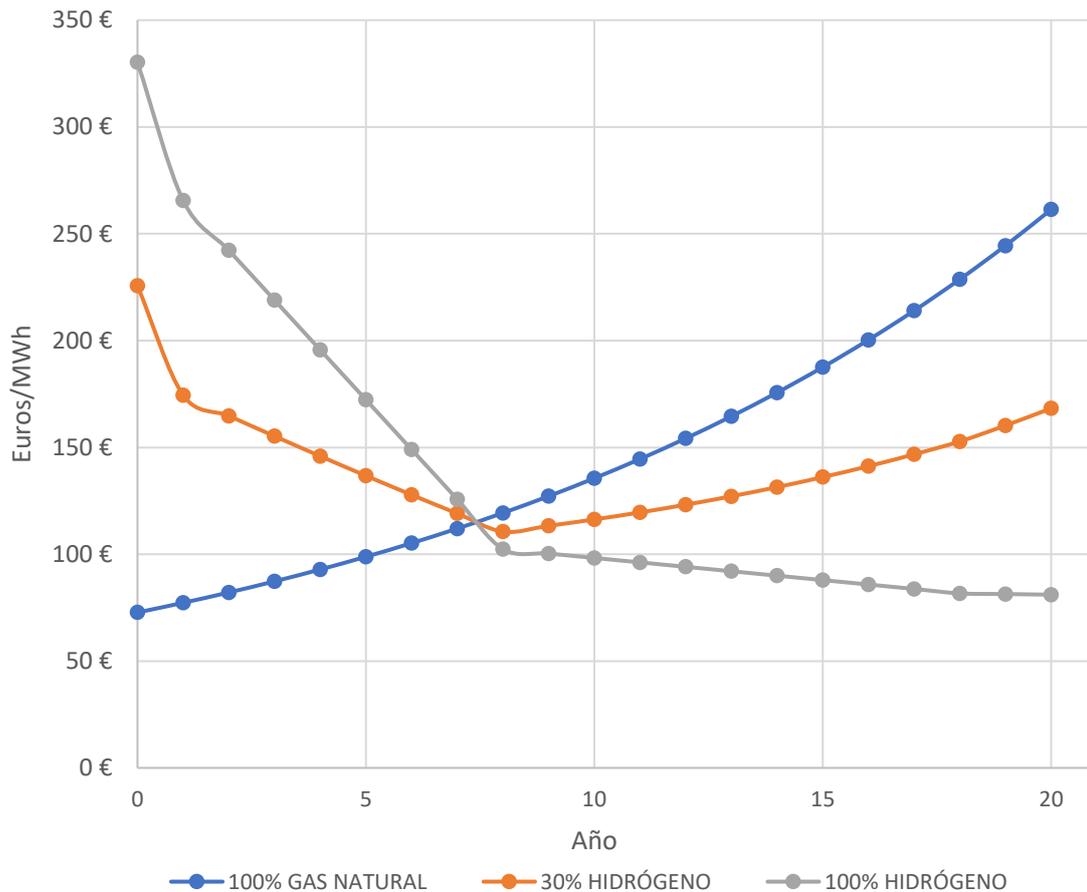


Figura 4.17. Coste del MWh

A medida que pasan los años, los factores que afectan a los precios hacen que entre el año 7 y 8, el MWh producido con un 100% de hidrógeno sea el más barato, seguido de el de 30% hidrógeno y el más caro sea el del 100% de gas natural.

También se puede ver que ambos casos en los que se utiliza gas natural, el precio del MWh tiene una tendencia ascendente para los años futuros, mientras que el del hidrógeno se estabilizará.

5. Conclusiones y trabajos futuros

La producción de energía basada en el hidrógeno puede soportar en cuanto a eficiencias y a potencias las necesidades energéticas actuales como se ha visto en los resultados obtenidos con una variación desde un 58,18 % de eficiencia para un 100% de gas natural hasta un 57,92% de eficiencia para un 100% de hidrógeno en un ciclo combinado.

Además, será de gran utilidad en cuanto a la necesidad global de disminuir las emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero a la atmósfera, pudiendo disminuir el 100% de las emisiones de CO₂ producidas durante el proceso de combustión al utilizar hidrógeno como combustible. Y por esto, al contrario que el gas natural no se ve afectado por la subida de precios por las emisiones de CO₂.

Por otro lado, el hidrógeno tiene una gran ventaja sobre el gas natural, que es su disponibilidad. Las reservas de gas natural se irán agotando, y con esta disminución en las reservas el precio aumentará con el tiempo, mientras que el hidrógeno se puede obtener mediante la electrólisis del agua.

En este momento, el principal obstáculo para su implantación es el coste del hidrógeno, que si bien es cierto que en los próximos años parece que bajará en gran medida debido a mayor competitividad en el mercado de electrolizadores [22], es muy elevado en el momento. También han de encontrarse soluciones a inconvenientes derivados de la combustión del hidrógeno. Estos pueden ser el fenómeno del flashback, la producción de emisiones de NO_x o el deterioro del equipo debido a las mayores temperaturas y propiedades difusivas del hidrógeno.

También será necesaria la construcción de infraestructura más allá de la propia planta de producción de energía, como plantas de producción de hidrógeno, de almacenamiento de este y sistemas para transportarlo de manera segura.

Pero cuanta más competitividad exista en el sector y más se desarrolle la tecnología, más fácil serán de solventar estos inconvenientes y disminuir los precios de la tecnología. Por eso es necesaria mucha inversión por parte del sector privado y de los gobiernos.

Dicho todo esto, como se obtuvo en los estudios realizados, se muestran potencias y rendimientos muy similares a los de turbinas de gas natural convencionales, las mejoras son muy positivas en cuanto a las emisiones de CO₂ y en el análisis económico realizado se puede ver que llegará un punto en el futuro en el que el hidrógeno podrá competir con el gas natural como combustible e incluso sustituirle.

6. Bibliografía

- [1] Enerdata, «World Energy and Climate Statistics,» 2021. [En línea]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>. [Último acceso: 20 Abril 2022].
- [2] M. I. M. A. Midilli, «On hydrogen and hydrogen energy strategies: I: current status and needs,» vol. 9, nº 3, 2005.
- [3] Max, «Linquip Technews,» 26 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.linquip.com/blog/gas-turbine-parts-components/>. [Último acceso: 27 Junio 2022].
- [4] «Turbina de Gas Alstom GT26. Video animacion,» [En línea]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=JNkyn6X9rUk>.
- [5] G. Electric, «Hydrogen as a fuel for gas turbines,» 2022.
- [6] I. COMBUSTION & CONTROL SOLUTIONS, «COMBUSTION & CONTROL SOLUTIONS, INC,» 2 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://ccsboiler.com/what-are-the-by-products-of-combustion/>. [Último acceso: 27 Junio 2022].
- [7] MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA, «BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO,» Viernes 11 de marzo de 2022.
- [8] M. Properties, «Material Properties,» [En línea]. Available: <https://material-properties.org/what-is-combustion-of-hydrogen-definition/>. [Último acceso: 27 Junio 2022].
- [9] MITSUBISHI POWER, «MITSUBISHI POWER,» 26 Abril 2018. [En línea]. Available: https://power.mhi.com/special/hydrogen/article_1. [Último acceso: 27 Junio 2022].
- [10] GENERAL ELECTRIC, «Hydrogen for power generation. Experience, requirements, and implications for use in gas turbines,» Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.ge.com/content/dam/gepower->

- new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf. [Último acceso: 27 Junio 2022].
- [11] S. D. S. V. A. P. N. H. A. Petros A. Pilavachi, «Multi-criteria evaluation of hydrogen and natural gas fuelled power plant technologies,» vol. 29, nº 11-12, 2009.
- [12] M. A. B. M. K. Yanus A. Çengel, Termodinámica, McGraw-Hill, 2019.
- [13] I. P. Fernández, «UNIOVI VIRTUAL,» Julio 2011. [En línea]. Available: https://www.campusvirtual.uniovi.es/pluginfile.php/175073/mod_resource/content/3/MT_Ciclo_combinado_1617_2%C2%AAparte.pdf. [Último acceso: 27 Junio 2022].
- [14] Gas Turbine World, «Gas Turbine World,» 2021. [En línea]. Available: <https://gasturbineworld.com/capital-costs/>. [Último acceso: 29 Junio 2022].
- [15] U.S. Energy Information Administration, «U.S. Energy Information Administration,» Noviembre 2016. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf. [Último acceso: 29 Junio 2022].
- [16] SENDECO2, «SENDECO2,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Último acceso: 29 Junio 2022].
- [17] J. G. Navarro, «ABC,» 14 Junio 2022. [En línea]. Available: https://www.abc.es/economia/abci-electricidad-bajado-34-por-ciento-espera-decreto-reducira-precio-15-por-ciento-202205301300_noticia.html. [Último acceso: 29 Junio 2022].
- [18] U.S. Energy Information Administration, «U.S. Energy Information Administration,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n3035us3M.htm>. [Último acceso: 11 Junio 2022].
- [19] APLICACIONES TÉCNICAS PROCESOS PRODUCTIVOS, «Tablas de densidad y peso específico,» [En línea]. Available: <https://nebula.wsimg.com/5cfe94813b9aeeef7768dc579e747bbd?AccessKeyId=D648819E810989C36B88&disposition=0&alloworigin=1>. [Último acceso: Junio 2022].

- [20] E. Meza, «CLEAN ENERGY WIRE,» 19 Abril 2022. [En línea]. Available: <https://www.cleanenergywire.org/news/rising-gas-prices-make-green-hydrogen-cheaper-gray-hydrogen>. [Último acceso: 29 Junio 2022].
- [21] The Economy Forecast Agency, «The Economy Forecast Agency,» [En línea]. Available: <https://longforecast.com/natural-gas-forecast-2017-2018-2019>. [Último acceso: 29 Junio 2022].
- [22] B. v. D. a. J. Sultoon, «Wood Mackenzie,» October 2021. [En línea]. Available: file:///D:/TFG/Bibliograf%C3%ADa/WM_Hydrogen_Costs_to_2050_Getting_Ready_to_Scale_Oct_2021_PR_EXTRACT.pdf. [Último acceso: 29 Junio 2022].
- [23] S. Nair, «POLICY CIRCLE,» 13 Diciembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.policycircle.org/environment/green-hydrogen-prices-crash/>. [Último acceso: 25 Junio 2022].
- [24] E. Global, «Hydrogen gas turbines. The path towards a zero-carbon gas turbine,» 2020.
- [25] G. T. World, «Gas Turbine World. CURRENT GAS TURBINE READINESS FOR HIGH-H2 CONTENT FUEL,» 5 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://gasturbineworld.com/hydrogen-gas-turbine-readiness/>. [Último acceso: 13 Mayo 2022].
- [26] F. M. Alessandro Cappelletti, «Investigation of a pure hydrogen fueled gas turbine,» vol. 42, n° 15, 2017.

7. Anexos

7.1.- CICLO COMBINADO 100% GAS NATURAL

$$r_p = 20$$

"Punto 1; entrada del aire al compresor"

$$T_1 = 15 \text{ [C]}$$

$$P_1 = 1 \text{ [bar]}$$

$$h_1 = \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T_1)$$

$$s_1 = \text{entropy}(\text{Air}, T=T_1; P=P_1)$$

"Punto 2s; salida del compresor ideal"

$$s_{2s} = s_1$$

$$P_{2s} = r_p \cdot P_1$$

$$T_{2s} = \text{temperature}(\text{Air}, s=s_{2s}; P=P_{2s})$$

$$h_{2s} = \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T_{2s})$$

"Punto 2; salida de compresor real"

$$\text{RendComp} = 0,84$$

$$\text{RendComp} = (h_{2s} - h_1) / (h_2 - h_1)$$

$$T_2 = \text{temperature}(\text{Air}, h=h_2)$$

$$P_2 = P_{2s}$$

$$s_2 = \text{entropy}(\text{Air}, T=T_2; P=P_2)$$

"Punto 3; salida de la cámara de combustión"

$$T_3 = 1600 \text{ [C]}$$

$$P_3 = P_2$$

$$h_3 = \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T_3)$$

$$s_3 = \text{entropy}(\text{Air}, T=T_3; P=P_3)$$

"Punto 4s; salida de la turbina de gas ideal"

$$s_{4s} = s_3$$

$$P_{4s} = P_1$$

$$T_{4s} = \text{temperature}(\text{Air}, P=P_{4s}; s=s_{4s})$$

$$h_{4s} = \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T_{4s})$$

"Punto 4; salida de la turbina de gas real"

$$\text{RendTG} = 0,89$$

$$\text{RendTG} = (h_3 - h_4) / (h_3 - h_{4s})$$

$$T_4 = \text{temperature}(\text{Air}, h=h_4)$$

$$P_4 = P_{4s}$$

$$s_4 = \text{entropy}(\text{Air}, T=T_4; P=P_4)$$

$$P6 = 45 \text{ [bar]}$$

$$T6 = 560 \text{ [C]}$$

$$h6 = \text{enthalpy}(\text{Steam}; T=T6; P=P6)$$

$$s6 = \text{entropy}(\text{Steam}; T=T6; P=P6)$$

"Punto 7s; salida de la turbina de vapor ideal"

$$P7s = (60 \cdot 10^{-3}) \text{ [bar]}$$

$$s7s = s6$$

$$\text{Calidad7s} = \text{quality}(\text{Steam}; P=P7s; s=s7s)$$

$$T7s = \text{temperature}(\text{Steam}; P=P7s; x=\text{Calidad7s})$$

$$h7s = \text{enthalpy}(\text{Steam}; P=P7s; x=\text{Calidad7s})$$

"Si sale menor que 1 será que al salir de la turbina"

"Punto 7; salida de la turbina de vapor real"

$$\text{RendTV} = 0,85$$

$$\text{RendTV} = (h6 - h7) / (h6 - h7s)$$

"Punto 8; salida del condensador"

"Supongo que es líquido saturado"

$$P8 = P7s$$

$$\text{Calidad8} = 0$$

$$T8 = \text{temperature}(\text{Water}; P=P8; x=\text{Calidad8})$$

$$h8 = \text{enthalpy}(\text{Water}; P=P8; x=\text{Calidad8})$$

$$s8 = \text{entropy}(\text{Water}; P=P8; x=\text{Calidad8})$$

"Punto 9s; salida de la bomba ideal"

$$s9s = s8$$

$$P9s = P6$$

$$T9s = \text{temperature}(\text{Water}; P=P9s; s=s9s)$$

$$h9s = \text{enthalpy}(\text{Water}; T=T9s; P=P9s)$$

"Punto 9; salida de la bomba real"

$$\text{RendBomb} = 0,75$$

$$\text{RendBomb} = (h9s - h8) / (h9 - h8)$$

$$P9 = P9s$$

$$T9 = \text{temperature}(\text{Water}; P=P9; h=h9)$$

$$s9 = \text{entropy}(\text{Water}; T=T9; P=P9)$$

"Obtención del dosado"

$$Pc = 48000 \text{ [kJ/kg]}$$

$$\text{RendCamaraCombustion} = 0,97$$

$$F = (h2 - h3) / (h3 - Pc \cdot \text{RendCamaraCombustion})$$

"Obtención de la masa de vapor mediante balance de energía en el HRSG"

"El punto 10 representa el líquido saturado que va a empezar a cambiar de fase"

Incremento_approach = 5 [C]
P10 = P6
T10 = $t_{\text{sat}}(\text{Water}, P=P10)$ - Incremento_approach
h10 = $\text{enthalpy}(\text{Water}, T=T10; P=P10)$
s10 = $\text{entropy}(\text{Water}, T=T10; P=P10)$

"Con la información del incremento de temperatura en el pinch point se puede sacar el

Incremento_pinch = 10 [C]
T11 = $t_{\text{sat}}(\text{Water}, P=P10)$ + Incremento_pinch
h11 = $\text{enthalpy}(\text{Air}, T=T11)$

"Balance de energía en el HRSG"

masa_aire = 350 [kg/s]
masa_vapor = $\text{masa_aire} \cdot (1+F) \cdot (h4-h11) / (h6-h10)$
masa_comb = $F \cdot \text{masa_aire}$

"Potencia ciclo"

Wgas = $(\text{masa_aire} + \text{masa_comb}) \cdot (h3-h4) - \text{masa_aire} \cdot (h2-h1)$
Wvap = $\text{masa_vapor} \cdot (h6-h7) - \text{masa_vapor} \cdot (h9-h8)$

"Rendimientos"

Q_Aportado = $\text{masa_comb} \cdot Pc$
Rend_gas = $((\text{masa_aire} + \text{masa_comb}) \cdot (h3-h4) - \text{masa_aire} \cdot (h2-h1)) / Q_Aportado$
Rend_vap = $(\text{masa_vapor} \cdot (h6-h7) - \text{masa_vapor} \cdot (h9-h8)) / (\text{masa_vapor} \cdot (h6-h9))$
Rend_CicloCombinado = $(W_{\text{gas}} + W_{\text{vap}}) / Q_Aportado$

7.2.- CICLO COMBINADO 30% HIDRÓGENO – 70% GAS NATURAL

"Cálculo del poder calorífico"

$$\begin{aligned}Pc_hidrogeno &= 120000 \text{ [kJ/kg]} \\Pc_GasNatural &= 48000 \text{ [kJ/kg]} \\Pc_combustible &= (Pc_hidrogeno*3+Pc_GasNatural*7)/(3+7)\end{aligned}$$

$$rp = 20$$

"Punto 1; entrada del aire al compresor"

$$\begin{aligned}T1 &= 15 \text{ [C]} \\P1 &= 1 \text{ [bar]} \\h1 &= \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T1) \\s1 &= \text{entropy}(\text{Air}, T=T1; P=P1)\end{aligned}$$

"Punto 2s; salida del compresor ideal"

$$\begin{aligned}s2s &= s1 \\P2s &= rp*P1 \\T2s &= \text{temperature}(\text{Air}, s=s2s; P=P2) \\h2s &= \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T2s)\end{aligned}$$

"Punto 2; salida de compresor real"

$$\begin{aligned}\text{RendComp} &= 0,84 \\ \text{RendComp} &= (h2s-h1)/(h2-h1) \\ T2 &= \text{temperature}(\text{Air}, h=h2) \\ P2 &= P2s \\ s2 &= \text{entropy}(\text{Air}, T=T2; P=P2)\end{aligned}$$

"Punto 3; entrada de la turbina de gas"

$$\begin{aligned}T3 &= 1600 \text{ [C]} \\P3 &= P2 \\h3 &= \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T3) \\s3 &= \text{entropy}(\text{Air}, T=T3; P=P3)\end{aligned}$$

"Punto 4s; salida de la turbina de gas ideal"

$$\begin{aligned}s4s &= s3 \\P4s &= P1 \\T4s &= \text{temperature}(\text{Air}, P=P4s; s=s4s) \\h4s &= \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T4s)\end{aligned}$$

"Punto 4; salida de la turbina de gas real"

$$\begin{aligned}\text{RendTG} &= 0,89 \\ \text{RendTG} &= (h3-h4)/(h3-h4s) \\ T4 &= \text{temperature}(\text{Air}, h=h4) \\ P4 &= P4s \\ s4 &= \text{entropy}(\text{Air}, T=T4; P=P4)\end{aligned}$$

"Potencias"

"Tomamos las potencias obtenidas con el 100% de gas natural para estudiar como cambia el dosado de combustible"

$W_{CicloGas} = 207499$ [kW]

$W_{CicloVapor} = 87312$ [kW]

"Obtención del dosado y masas de aire y combustible"

$Rend_{CamaraCombustion} = 0,97$

$F = (h_2 - h_3) / (h_3 - P_c_{combustible} * Rend_{CamaraCombustion})$

$F = masa_{combustible} / masa_{aire}$

$W_{CicloGas} = (masa_{aire} + masa_{combustible}) * (h_3 - h_4) - masa_{aire} * (h_2 - h_1)$

"Ciclo de vapor"

"Punto 6; salida de vapor sobrecalentado del HRSG"

$P_6 = 45$ [bar]

$T_6 = 560$ [C]

$h_6 = \text{enthalpy}(\text{Steam}, T=T_6, P=P_6)$

$s_6 = \text{entropy}(\text{Steam}, T=T_6, P=P_6)$

"Punto 7s; salida de la turbina de vapor ideal"

$P_{7s} = (60 * 10^{-3})$ [bar]

$s_{7s} = s_6$

$Calidad_{7s} = \text{quality}(\text{Steam}, P=P_{7s}, s=s_{7s})$

$T_{7s} = \text{temperature}(\text{Steam}, P=P_{7s}, x=Calidad_{7s})$

$h_{7s} = \text{enthalpy}(\text{Steam}, P=P_{7s}, x=Calidad_{7s})$

"Si sale menor que 1 será que al salir de la turbina de vapor tenemos una mezcla de vapor y de agua, el punto 7s está de

"Punto 7; salida de la turbina de vapor real"

$Rend_{TV} = 0,85$

$Rend_{TV} = (h_6 - h_7) / (h_6 - h_{7s})$

"Punto 8; salida del condensador"

"Supongo que es líquido saturado"

$P_8 = P_{7s}$

$Calidad_8 = 0$

$T_8 = \text{temperature}(\text{Water}, P=P_8, x=Calidad_8)$

$h_8 = \text{enthalpy}(\text{Water}, P=P_8, x=Calidad_8)$

$s_8 = \text{entropy}(\text{Water}, P=P_8, x=Calidad_8)$

"Punto 9s; salida de la bomba ideal"

$$s_{9s} = s_8$$

$$P_{9s} = P_6$$

$$T_{9s} = \text{temperature}(\text{Water}, P=P_{9s}, s=s_{9s})$$

$$h_{9s} = \text{enthalpy}(\text{Water}, T=T_{9s}, P=P_{9s})$$

"Punto 9; salida de la bomba real"

$$\text{RendBomb} = 0,75$$

$$\text{RendBomb} = (h_{9s} - h_8) / (h_9 - h_8)$$

$$P_9 = P_{9s}$$

$$T_9 = \text{temperature}(\text{Water}, P=P_9, h=h_9)$$

$$s_9 = \text{entropy}(\text{Water}, T=T_9, P=P_9)$$

"Obtención de la masa de vapor"

$$W_{\text{CicloVapor}} = \text{masa_vapor} * (h_6 - h_7) - \text{masa_vapor} * (h_9 - h_8)$$

"Calor aportado al ciclo"

$$Q_{\text{Aportado}} = \text{masa_combustible} * P_{\text{c_combustible}}$$

"Rendimientos"

$$\text{Rend_CicloGas} = ((\text{masa_aire} + \text{masa_combustible}) * (h_3 - h_4) - \text{masa_aire} * (h_2 - h_1)) / Q_{\text{Aportado}}$$

$$\text{Rend_CicloVapor} = (\text{masa_vapor} * (h_6 - h_7) - \text{masa_vapor} * (h_9 - h_8)) / (\text{masa_vapor} * (h_6 - h_9))$$

$$\text{Rend_CicloCombinado} = (W_{\text{CicloGas}} + W_{\text{CicloVapor}}) / Q_{\text{Aportado}}$$

7.3.- CICLO COMBINADO 100% HIDRÓGENO

$$I$$

$$Pc_hidrogeno = 120000 \text{ [kJ/kg]}$$

$$Pc_combustible = Pc_hidrogeno$$

$$rp = 20$$

"Punto 1; entrada del aire al compresor"

$$T1 = 15 \text{ [C]}$$

$$P1 = 1 \text{ [bar]}$$

$$h1 = \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T1)$$

$$s1 = \text{entropy}(\text{Air}, T=T1; P=P1)$$

"Punto 2s; salida del compresor ideal"

$$s2s = s1$$

$$P2s = rp * P1$$

$$T2s = \text{temperature}(\text{Air}, s=s2s; P=P2s)$$

$$h2s = \text{enthalpy}(\text{Air}, T = T2s)$$

"Punto 2; salida de compresor real"

$$\text{RendComp} = 0,84$$

$$\text{RendComp} = (h2s - h1) / (h2 - h1)$$

$$T2 = \text{temperature}(\text{Air}, h=h2)$$

$$P2 = P2s$$

$$s2 = \text{entropy}(\text{Air}, T=T2; P=P2)$$

"Punto 3; entrada de la turbina de gas"

$$T3 = 1600 \text{ [C]}$$

$$P3 = P2$$

$$h3 = \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T3)$$

$$s3 = \text{entropy}(\text{Air}, T=T3; P=P3)$$

"Punto 4s; salida de la turbina de gas ideal"

$$s4s = s3$$

$$P4s = P1$$

$$T4s = \text{temperature}(\text{Air}, P=P4s; s=s4s)$$

$$h4s = \text{enthalpy}(\text{Air}, T=T4s)$$

"Punto 4; salida de la turbina de gas real"

$$\text{RendTG} = 0,89$$

$$\text{RendTG} = (h3 - h4) / (h3 - h4s)$$

$$T4 = \text{temperature}(\text{Air}, h=h4)$$

$$P4 = P4s$$

$$s4 = \text{entropy}(\text{Air}, T=T4; P=P4)$$

"Potencias"

"Tomamos las potencias obtenidas con el 100% de gas natural para estudiar como cambia el dosado de combustible"

$$W_{\text{CicloGas}} = 207499 \text{ [kW]}$$

$$W_{\text{CicloVapor}} = 87312 \text{ [kW]}$$

"Obtención del dosado y masas de aire y combustible"

$$\text{Rend}_{\text{CamaraCombustion}} = 0,97$$

$$F = (h_2 - h_3) / (h_3 - P_c \text{ combustible} * \text{Rend}_{\text{CamaraCombustion}})$$

$$F = \text{masa}_{\text{combustible}} / \text{masa}_{\text{aire}}$$

$$W_{\text{CicloGas}} = (\text{masa}_{\text{aire}} + \text{masa}_{\text{combustible}}) * (h_3 - h_4) - \text{masa}_{\text{aire}} * (h_2 - h_1)$$

"Ciclo de vapor"

"Punto 6; salida de vapor sobrecalentado del HRSG"

$$P_6 = 45 \text{ [bar]}$$

$$T_6 = 560 \text{ [C]}$$

$$h_6 = \text{enthalpy}(\text{Steam}; T=T_6; P=P_6)$$

$$s_6 = \text{entropy}(\text{Steam}; T=T_6; P=P_6)$$

"Punto 7s; salida de la turbina de vapor ideal"

$$P_{7s} = (60 * 10^{(-3)}) \text{ [bar]}$$

$$s_{7s} = s_6$$

$$\text{Calidad}_{7s} = \text{quality}(\text{Steam}; P=P_{7s}; s=s_{7s})$$

$$T_{7s} = \text{temperature}(\text{Steam}; P=P_{7s}; x=\text{Calidad}_{7s})$$

$$h_{7s} = \text{enthalpy}(\text{Steam}; P=P_{7s}; x=\text{Calidad}_{7s})$$

"Si sale menor que 1 será que al salir de la turbina de vapor tenemos una mezcla de vapor y de agua, el punto 7s está debajo de la línea de saturación"

"Punto 7; salida de la turbina de vapor real"

$$\text{Rend}_{\text{TV}} = 0,85$$

$$\text{Rend}_{\text{TV}} = (h_6 - h_7) / (h_6 - h_{7s})$$

"Punto 8; salida del condensador"

"Supongo que es líquido saturado"

$$P_8 = P_{7s}$$

$$\text{Calidad}_8 = 0$$

$$T_8 = \text{temperature}(\text{Water}; P=P_8; x=\text{Calidad}_8)$$

$$h_8 = \text{enthalpy}(\text{Water}; P=P_8; x=\text{Calidad}_8)$$

$$s_8 = \text{entropy}(\text{Water}; P=P_8; x=\text{Calidad}_8)$$

"Punto 9s; salida de la bomba ideal"

$$s_{9s} = s_8$$

$$P_{9s} = P_6$$

$$T_{9s} = \text{temperature}(\text{Water}, P=P_{9s}, s=s_{9s})$$

$$h_{9s} = \text{enthalpy}(\text{Water}, T=T_{9s}, P=P_{9s})$$

"Punto 9; salida de la bomba real"

$$\text{RendBomb} = 0,75$$

$$\text{RendBomb} = (h_{9s} - h_8) / (h_9 - h_8)$$

$$P_9 = P_{9s}$$

$$T_9 = \text{temperature}(\text{Water}, P=P_9, h=h_9)$$

$$s_9 = \text{entropy}(\text{Water}, T=T_9, P=P_9)$$

"Obtención de la masa de vapor"

$$W_{\text{CicloVapor}} = \text{masa_vapor} * (h_6 - h_7) - \text{masa_vapor} * (h_9 - h_8)$$

"Calor aportado al ciclo"

$$Q_{\text{Aportado}} = \text{masa_combustible} * P_{\text{c_combustible}}$$

"Rendimientos"

$$\text{Rend_CicloGas} = ((\text{masa_aire} + \text{masa_combustible}) * (h_3 - h_4) - \text{masa_aire} * (h_2 - h_1)) / Q_{\text{Aportado}}$$

$$\text{Rend_CicloVapor} = (\text{masa_vapor} * (h_6 - h_7) - \text{masa_vapor} * (h_9 - h_8)) / (\text{masa_vapor} * (h_6 - h_9))$$

$$\text{Rend_CicloCombinado} = (W_{\text{CicloGas}} + W_{\text{CicloVapor}}) / Q_{\text{Aportado}}$$

7.4.- VARIACIÓN DEL PORCENTAJE DE HIDRÓGENO

"Cálculo del poder calorífico"

$$P_{\text{c_Hidrogeno}} = 120000 \text{ [kJ/kg]}$$

$$P_{\text{c_GasNatural}} = 48000 \text{ [kJ/kg]}$$

$$\text{Porcentaje_Hidrogeno} = 30$$

$$\text{Porcentaje_GasNatural} = 100 - \text{Porcentaje_Hidrogeno}$$

$$P_{\text{c_combustible}} = (P_{\text{c_hidrogeno}} * \text{Porcentaje_Hidrogeno} + P_{\text{c_GasNatural}} * \text{Porcentaje_GasNatural}) / (100)$$