



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DEL HIDRÓGENO,
OBTENIDO A PARTIR DE RESIDUOS Y SIGUIENDO
UN PROCESO DE GASIFICACIÓN POR PLASMA,
EN UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO DEL
PAÍS VASCO

Autor: Karla Guerrero Landabaso

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Julio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Estudio de la aplicación del hidrógeno, obtenido a partir de residuos y siguiendo un proceso de gasificación por plasma, en una central de ciclo combinado del País Vasco

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021-2022 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Karla Guerrero Landabaso

Fecha: 26/06/2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Montes Ponce de León

Fecha: 26/06/2022





GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DEL HIDRÓGENO,
OBTENIDO A PARTIR DE RESIDUOS Y SIGUIENDO
UN PROCESO DE GASIFICACIÓN POR PLASMA,
EN UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO DEL
PAÍS VASCO

Autor: Karla Guerrero Landabaso

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Julio 2022

ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DEL HIDRÓGENO OBTENIDO A PARTIR DE RESIDUOS Y SIGUIENDO UN PROCESO DE GASIFICACIÓN POR PLASMA, EN UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO DEL PAÍS VASCO

Autor: Guerrero Landabaso, Karla.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se analiza la producción de hidrógeno a partir de residuos, siguiendo un proceso de gasificación por plasma, y la inyección de dicho hidrógeno en una central de ciclo combinado y en una red de gas natural del País Vasco.

Palabras clave: residuos, plasma, hidrógeno, gas natural, ciclo combinado

1. Introducción

Actualmente existen dos problemas sociales y ambientales. Por un lado, la gran cantidad de residuos que van a parar a los vertederos controlados que la Unión Europea desea eliminar para el año 2030. Por otro lado, la imposibilidad de gestión de las energías renovables, que dependen de las condiciones meteorológicas que se den y que obliga a otras tecnologías, como son los ciclos combinados, a permanecer como sistemas de back-up y actuar en aquellos momentos en los que las renovables no son capaces de satisfacer la demanda energética.

Se ha encontrado una solución común a ambos problemas: el hidrógeno. Este elemento puede ser producido a partir de los residuos siguiendo un proceso de gasificación por plasma. Adicionalmente, puede ser empleado como combustible, mezclado con gas natural, en las centrales de ciclo combinado.

Los beneficios que se obtendrían con ello serían: el aprovechamiento de los residuos que permitiría lograr el objetivo establecido por la Unión Europa, la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y la disminución de los gastos en la adquisición de un gas natural que debe ser importado y cuyo precio está en constante aumento.

2. Definición del Proyecto

Este proyecto se centrará en analizar el caso concreto del País Vasco. Se diseñará una planta de gasificación por plasma con las características adecuadas para producir hidrógeno. Este hidrógeno será proporcionado a Bahía de Bizkaia Electricidad, una de las centrales de ciclo combinado del País Vasco, y Bahía de Bizkaia Gas, una planta de regasificación de gas natural.

En un principio se analizarán los residuos producidos en dicha comunidad autónoma, tanto los residuos sólidos urbanos, como los agrícolas y los forestales. Una vez determinada la cantidad, se podrá diseñar la planta de gasificación, con una capacidad suficiente para tratar todos los residuos.

La mayor parte del hidrógeno producido será mezclado con gas natural y, por un lado, se inyectará en la red de gas natural gestionada por Bahía de Bizkaia Gas y, por otro lado, se empleará como combustible en la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad.

Para ello, es necesario realizar un análisis previo de las diferentes características que poseen el gas natural y el hidrógeno, con el objetivo de estudiar cuál es el impacto de emplear hidrógeno en las instalaciones mencionadas con anterioridad.

Una vez realizado dicho estudio, se podrá determinar la cantidad de hidrógeno que se puede inyectar en la central de ciclo combinado y en la red de gas natural. Así mismo, se podrá comprobar si la planta de gasificación por plasma, con los residuos que se generan en el País Vasco, es capaz de producir la cantidad de hidrógeno requerida.

Finalmente, se realizará un estudio económico de todo el procedimiento. Se estudiará la inversión inicial, los costes de operación y los beneficios obtenidos por la planta de gasificación. Posteriormente, se analizarán los costes a los que tiene que incurrir tanto la central de ciclo combinado como la planta de regasificación para aceptar el hidrógeno en su funcionamiento y los beneficios obtenidos por la sustitución de parte del gas natural empleado por el hidrógeno producido.

3. Descripción de la planta

El completo proceso que se lleva a cabo, desde que se recogen los residuos hasta que se emplea el hidrógeno producido es el siguiente.

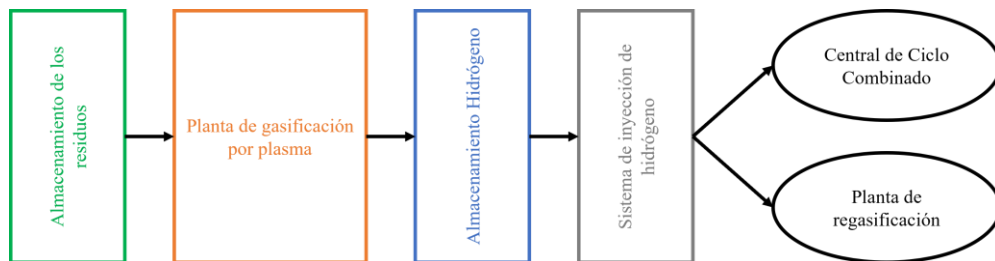


Ilustración 1: Esquema descriptivo del proceso (elaboración propia)

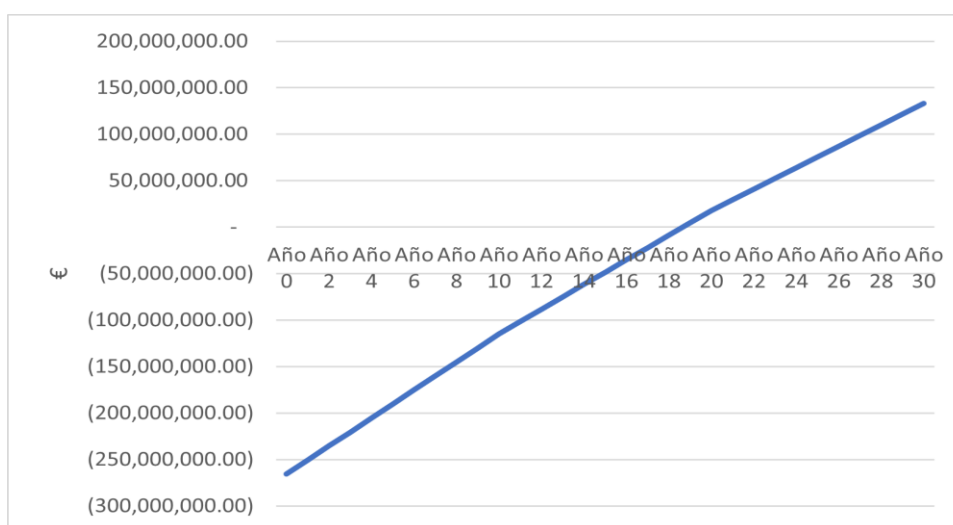
El principal sistema que se debe diseñar y dimensionar es la planta de gasificación por plasma. Se debe determinar la cantidad de residuos que va a tratar anualmente con el fin de establecer su capacidad y poder calcular la cantidad de hidrógeno que será capaz de producir.

Tras analizar los RSU y los residuos forestales y agrícolas del País Vasco, se ha estimado que la cantidad de residuos que recogerá la planta de gasificación serán 708t/día, por lo que se ha establecido una capacidad de tratamiento de 750t/día. El staff estará formado por 22 operarios y 5 jefes de planta que trabajarán en turnos de 8 horas y la planta estará activa 335 días al año.

Se producirá una cantidad de 2.950,5 kg/h de hidrógeno que será almacenado en tanques a presión (300 bar) para después ser mezclado con en gas natural tras pasar por el sistema de inyección.

4. Resultados

Tras analizar el dimensionamiento de la planta de gasificación por plasma, se ha calculado que se requieren 2 años y medio para su construcción y puesta en funcionamiento, así como una inversión inicial de 265.537.000€. Se estima que tendrá una vida útil de 30 años. Los costes medios de operación resultan ser 9.787.000€. Con un precio de venta de hidrógeno de 1,27€/kg, los beneficios anuales medios son 4.293.922€. Con ello, se obtiene un VAN positivo con una tasa de descuento del 3% de 1.700.240,85€, lo que demuestra que la inversión en la planta de gasificación es económicamente viable. El flujo de caja acumulado se muestra a continuación.



En cuanto al análisis de la central de ciclo combinado y la planta de regasificación, se ha determinado que los principales equipos que se ven afectados por la introducción de hidrógeno son: las turbinas de gas, las tuberías, los compresores y las estaciones de regulación y control. Con un 5% en volumen de hidrógeno, todas estas tecnologías son capaces de funcionar.

En dichas instalaciones se requiere de una inversión que varía desde el 10% hasta el 100% de los costes actuales de mantenimiento para reacondicionarlas. Sin embargo, se obtiene un beneficio económico procedente de la sustitución del gas natural por el hidrógeno, que resulta ser más barato. Adicionalmente, en la central de ciclo combinado, funcionando con un 5% de hidrógeno, se reducen las emisiones de CO₂ en un 1,5%, que supone emitir 6.562.452 kg menos cada año.

5. Conclusiones

En vista a los resultados, se puede concluir que la instalación de una planta de gasificación por plasma para generar hidrógeno que será empleado en una central de ciclo combinado y en una red de gas natural en el País Vasco es tecnológica y económicamente viable. Las principales ventajas que supone son: el aprovechamiento de residuos, la disminución de gases de efecto invernadero, la reducción de consumo de gas natural importado y el uso de un hidrógeno de producción nacional.

A pesar de todo, se deben realizar más estudios acerca del hidrógeno y su combinación con el gas natural con el fin de incrementar la capacidad de funcionamiento de las tecnologías con esta mezcla y lograr un futuro descarbonizado.

STUDY OF THE APPLICATION OF HYDROGEN OBTAINED FROM WASTE AND FOLLOWING A PLASMA GASIFICATION PROCESS IN A COMBINED CYCLE POWER PLANT IN THE BASQUE COUNTRY

Author: Guerrero Landabaso, Karla.

Supervisor: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project analyses the production of hydrogen from waste, following a plasma gasification process, and the injection of this hydrogen into a combined cycle power plant and a natural gas network in the Basque Country.

Keywords: waste, plasma, hydrogen, natural gas, combined cycle

1. Introduction

There are currently two social and environmental problems. On the one hand, the large amount of waste that ends up in controlled landfills, which the European Union wishes to eliminate by 2030. On the other hand, the impossibility of managing renewable energies, which depend on weather conditions, and therefore force other technologies, such as combined cycles, to remain as back-up systems and act in those moments when renewables are not able to meet the energy demand.

A common solution to both problems has been found: hydrogen. This element can be produced from waste following a plasma gasification process. In addition, it can be used as fuel, mixed with natural gas, in combined cycle power plants.

The benefits that would be obtained with this would be: the utilization of waste that would allow achieving the objective established by the European Union, the reduction of greenhouse gas emissions and the reduction of expenses in the acquisition of natural gas that must be imported and suffers under a constantly increasing price.

2. Project definition

This project will focus on analyzing the specific case of the Basque Country. A plasma gasification plant will be designed with the appropriate characteristics to produce hydrogen. This hydrogen will be supplied to Bahía de Bizkaia Electricidad, one of the combined cycle power plants in the Basque Country, and Bahía de Bizkaia Gas, a natural gas regasification plant.

Initially, the waste produced in this autonomous community will be analyzed, including solid urban, agricultural and forestry waste. Once the quantity has been determined, the gasification plant can be designed, with sufficient capacity to treat all the waste.

Most of the hydrogen produced will be mixed with natural gas and, on the one hand, it will be injected into the natural gas network managed by Bahía de Bizkaia Gas and, on the other hand, it will be used as fuel in the combined cycle power plant Bahía de Bizkaia Electricidad.

For this purpose, it is necessary to carry out a previous analysis of the different characteristics of natural gas and hydrogen to study the impact of using hydrogen in the aforementioned facilities.

Once this study has been carried out, it will be possible to determine the amount of hydrogen that can be injected into the combined cycle power plant and the natural gas network. Likewise, it will be possible to check whether the plasma gasification plant, with the waste generated in the Basque Country, is capable of producing the required amount of hydrogen or not.

Finally, an economic study of the whole process will be carried out. The initial investment, the operating costs and the benefits obtained by the gasification plant will be studied. Furthermore, the costs incurred by both the combined cycle power plant and the regasification plant to accept hydrogen in its operation and the benefits obtained by the substitution of part of the natural gas used by the hydrogen produced will be analyzed.

3. Description of the plant

The complete process from waste collection to the use of the hydrogen produced is as follows.

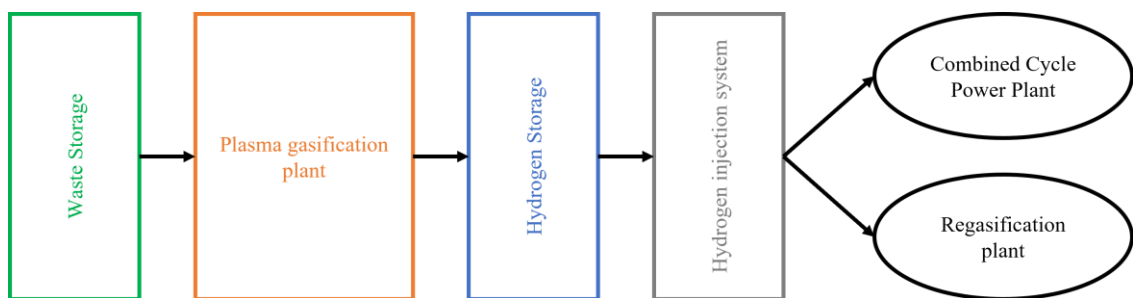


Illustration 2: Descriptive diagram of the process (own elaboration)

The main system to be designed and sized is the plasma gasification plant. The amount of waste to be treated annually must be determined in order to establish its capacity and to calculate the amount of hydrogen it will be able to produce.

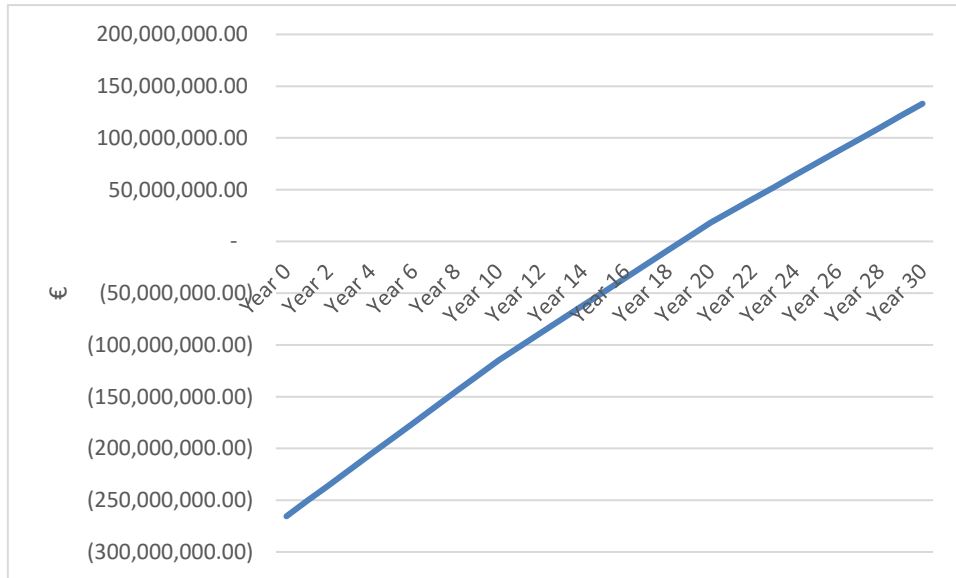
After analysing the MSW and forestry and agricultural waste from the Basque Country, it has been estimated that the amount of waste to be collected by the gasification plant will be 708t/day, so a treatment capacity of 750t/day has been established. The staff will consist of 22 operators and 5 plant managers who will work in 8-hour shifts and the plant will be active 335 days a year.

A quantity of 2,950.5 kg/h of hydrogen will be produced, which will be stored in tanks under pressure (300 bar) and then mixed with natural gas after passing through the injection system.

4. Results

After analysing the sizing of the plasma gasification plant, it has been calculated that 2.5 years are required for its construction and start-up, as well as an initial investment of 265,537,000€. It is estimated to have a useful life of 30 years. Average operating costs

are estimated at €9,787,000. With a hydrogen selling price of €1.27/kg, the average annual profit is €4,293,922. This results in a positive NPV with a 3% discount rate of €1,700,240.85, which shows that the investment in the gasification plant is economically viable. The accumulated cash flow is shown below.



Regarding the analysis of the combined cycle power plant and the regasification plant, it has been determined that the main equipments affected by the introduction of hydrogen are: gas turbines, pipelines, compressors and regulation and control stations. With only 5% of its volume consisting of hydrogen, all these technologies are capable of operating.

These installations require an investment ranging from 10% to 100% of the current maintenance costs to refurbish them. However, there is an economic benefit from replacing natural gas with hydrogen, which is cheaper. Additionally, in the combined cycle power plant, operating with 5% hydrogen, CO₂ emissions are reduced by 1.5%, which means emitting 6,562,452 kg less each year.

5. Conclusions

In view of the results, it can be concluded that the installation of a plasma gasification plant to generate hydrogen to be used in a combined cycle power plant and in a natural gas network in the Basque Country is technologically and economically feasible. The main advantages are: the use of waste, the reduction of greenhouse gases, the reduction of imported natural gas consumption and the use of domestically produced hydrogen.

Nevertheless, further studies on hydrogen and its combination with natural gas should be carried out in order to increase the operating capacity of the technologies with this mixture and achieve a decarbonized future.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Motivación del proyecto.....	8
1.2 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenibles.....	12
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	14
2.1 Proceso de Gasificación por Plasma.....	14
2.1.1 El Plasma	14
2.1.2 La Gasificación por Plasma.....	15
2.1.3 El Gas de Síntesis	29
2.2 Central de Ciclo Combinado	30
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	34
3.1 Plantas de Gasificación por Plasma.....	34
3.1.1 Plantas Operativas	34
3.1.2 Plantas en Construcción.....	38
3.2 Centrales de Ciclo Combinado que trabajan con Hidrógeno	39
3.2.1 Proyecto BenortH2.....	39
3.2.2 Central Eléctrica Tallawarra B.....	41
Capítulo 4. Definición del Trabajo	43
4.1 Justificación.....	43
4.2 Objetivos	45
4.3 Metodología.....	46
4.4 Planificación y Estimación Económica	47
Capítulo 5. Residuos del País Vasco	49
5.1 Introducción.....	49
5.2 Sistemas de valorización energética.....	49
5.2.1 Vertederos Controlados.....	49
5.2.2 Incineración.....	53
5.2.3 Pirólisis	56
5.2.4 Digestión Anaerobia.....	58
5.2.5 Gasificación por plasma.....	59

5.3	Tipos de Residuos	60
5.3.1	<i>Residuos Sólidos Urbanos (RSU)</i>	60
5.3.2	<i>Residuos Forestales</i>	63
5.3.3	<i>Residuos Agrícolas</i>	70
5.4	Resumen de los residuos	72
Capítulo 6. Instalación de la Planta de Gasificación por Plasma		74
6.1	Localización de la planta.....	74
6.2	Dimensionamiento de la planta	74
6.3	Recuperación de Calor. El Ciclo de Rankine	76
6.3.1	<i>Secado de los Residuos</i>	77
6.3.2	<i>Condensador</i>	77
6.3.3	<i>Bomba</i>	79
6.3.4	<i>Caldera de Recuperación de Calor</i>	81
6.3.5	<i>Turbina</i>	83
6.3.6	<i>Rendimiento y Potencia Total</i>	84
6.4	Hidrógeno Producido	84
6.5	Resumen de Operación.....	86
6.6	Almacenamiento del hidrógeno.....	86
Capítulo 7. El Hidrógeno: La Solución.....		91
7.1	El Hidrógeno	91
7.2	El Hidrógeno: la clave para la descarbonización.....	91
Capítulo 8. Implantación del Hidrógeno		95
8.1	Implantación del Hidrógeno en la Central de Ciclo Combinado.....	95
8.1.1	<i>Introducción</i>	95
8.1.2	<i>Diferencias entre el hidrógeno y el gas natural</i>	96
8.1.3	<i>Descripción de la Central Bahía de Bizkaia Electricidad S.L.</i>	98
8.1.4	<i>Hidrógeno Introducido en la Central de Ciclo Combinado</i>	105
8.2	Implantación del Hidrógeno en la Red de Gas Natural.....	109
8.2.1	<i>Factores a tener en cuenta</i>	109
8.2.2	<i>Inyección en la planta de regasificación Bahía de Bizkaia Gas</i>	112
Capítulo 9. Estudio Económico.....		114
9.1	Estudio Económico de la Planta de Gasificación por Plasma	114

9.1.1 Inversión inicial.....	115
9.1.2 Costes de Operación.....	117
9.1.3 Flujo de Caja.....	121
9.1.4 Rentabilidad Económica	126
9.2 Estudio Económico de la mezcla de hidrógeno y gas natural	126
9.2.1 Diferencias de costes entre el gas natural y el hidrógeno.....	127
9.2.2 Costes de Reacondicionamiento.....	129
Capítulo 10. Análisis de Resultados.....	131
Capítulo 11. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	135
Capítulo 12. Bibliografía.....	138

Índice de figuras

Figura 1: Distribución porcentual del tratamiento final de residuos urbanos por tipo de tratamiento.....	9
Figura 2: Estados de la materia y sus relaciones	15
Figura 3: Etapas del proceso de gasificación por plasma.....	17
Figura 4: Vasija de plasma	18
Figura 5: Fases de las partículas en la vasija de plasma en función de la temperatura	19
Figura 6: Principio de operación de un ciclón.....	21
Figura 7: Proceso de la torre de lavado de Scrubber.....	23
Figura 8: Cámara del Sistema Convertidor de Plasma.....	25
Figura 9: Perfil de temperaturas internas en la vasija.....	26
Figura 10: Diferenciación entre la antorcha de arco no transferido y la de arco transferido	27
Figura 11: Composición del gas de síntesis en función del tipo de residuo introducido en el proceso de gasificación por plasma.....	30
Figura 12: Esquema simplificado de un ciclo combinado.....	31
Figura 13: Imagen de la instalación comercial de gasificación por plasma de Mihama-Mikata	35
Figura 14: Imágenes de la instalación comercial de gasificación por plasma MEPL	36
Figura 15: Imagen de la instalación comercial de gasificación por plasma Wuhan Kaidi..	37
Figura 16: Imagen de la instalación comercial de gasificación por plasma de Cheonsong	38
Figura 17: Localización de la planta de hidrógeno verde Benorth2.....	39
Figura 18: Aplicaciones del hidrógeno verde generado en la planta BenorthH2.....	40
Figura 19: Central eléctrica Tallawarra B de EnergyAustralia en Nueva Gales del Sur.....	42
Figura 20: Representación de un vertedero controlado	50
Figura 21: Imagen de la Incineradora Spittelau	55
Figura 22: Imagen de la Incineradora CopenHill	56
Figura 23: Esquema gráfico de los elementos obtenidos en el proceso de pirolisis y su posible aprovechamiento.....	57

Figura 24: Esquema de los procesos seguidos en la digestión anaerobia.....	58
Figura 25: Gráfica indicadora de la producción de RSU (Kg/habitante) en el año 2003 y 2020	61
Figura 26: Evolución de los residuos urbanos (Kg/habitante) generados en la C.A. del País Vasco desde el año 2003 hasta el 2020	62
Figura 27: Imagen de un pinar en Vizcaya antes de realizar la corta	65
Figura 28: Residuos no recogidos tras la corta de un pinar en la provincia de Vizcaya	66
Figura 29: Partes recogidas en la corta de un pinar en la provincia de Vizcaya	67
Figura 30: Residuos forestales de eucalipto recogidos con una máquina empacadora cilíndrica	68
Figura 31: Rebrote de un eucalipto	69
Figura 32: Producción agrícola de la C.A. del País Vasco por tipo de cultivo según territorio histórico. 2020.	71
Figura 33: Esquema del Ciclo de Rankine	76
Figura 34: Almacenamiento de hidrógeno gaseoso.....	87
Figura 35: Almacenamiento de hidrógeno líquido	88
Figura 36: Relación entre las emisiones de CO ₂ y las mezclas de combustible de hidrógeno/metano	106
Figura 37: Variación de los parámetros operativos en la red de gas natural en función de la tasa de mezcla con hidrógeno, suponiendo una caída de presión constante.....	111
Figura 38: Estación de inyección de hidrógeno a red de gas.....	115
Figura 39: Evolución del coste del aprovisionamiento de gas natural en España.....	127
Figura 40: Gráfico de evolución de las emisiones y precios del CO ₂	129

Índice de tablas

Tabla 1: Balance de energía eléctrica en España en el año 2020.	10
Tabla 2: Composición en volumen del syngas a la salida del sistema de neutralizado.....	23
Tabla 3: Superficie total y forestal de la Comunidad Autónoma del País Vasco.....	64
Tabla 4: Estimación superior e inferior en m ³ de la biomasa disponible en la comunidad autónoma del País Vasco	70
Tabla 5: Valores de funcionamiento del condensador.....	78
Tabla 6: Valores de funcionamiento de la bomba	80
Tabla 7: Valores de funcionamiento de la caldera de recuperación	82
Tabla 8: Valores de funcionamiento de la caldera de recuperación	83
Tabla 9: Composición del syngas limpio	85
Tabla 10: Resumen de operación de la planta de gasificación por plasma	86
Tabla 11: Propiedades del hidrógeno almacenado	89
Tabla 12: Procedencia del gas natural importado en España en el año 2020.....	94
Tabla 13: Principales características del hidrógeno y el metano.....	96
Tabla 14: Datos principales de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad	99
Tabla 15: Datos principales de las turbinas MS 9001 FA de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad.....	100
Tabla 16: Datos principales de la turbina de vapor de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad.....	101
Tabla 17: Datos principales de las calderas de recuperación BWE de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia	103
Tabla 18: Datos principales del condensador de vapor de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad.....	104
Tabla 19: Resumen de acción en la Central de Ciclo Combinado	109

Tabla 20: Inversión inicial de la planta de gasificación por plasma.....	116
Tabla 21: Costes de operación desde los años 1 al 6.....	118
Tabla 22: Costes de operación desde los años 7 al 13.....	119
Tabla 23: Costes de operación desde los años 14 al 20.....	119
Tabla 24: Costes de operación desde los años 21 a 27.....	120
Tabla 25: Costes de operación desde los años 28 a 30.....	120
Tabla 26: Flujo de caja de los años 0 a 6.....	123
Tabla 27: Flujo de caja de los años 7 a 13.....	124
Tabla 28: Flujo de caja de los años 14 a 20.....	124
Tabla 29: Flujo de caja de los años 21 a 27.....	125
Tabla 30: Flujo de caja de los años 28 a 30.....	125
Tabla 31: Costes relativos de reacondicionamiento de los principales equipos.....	130

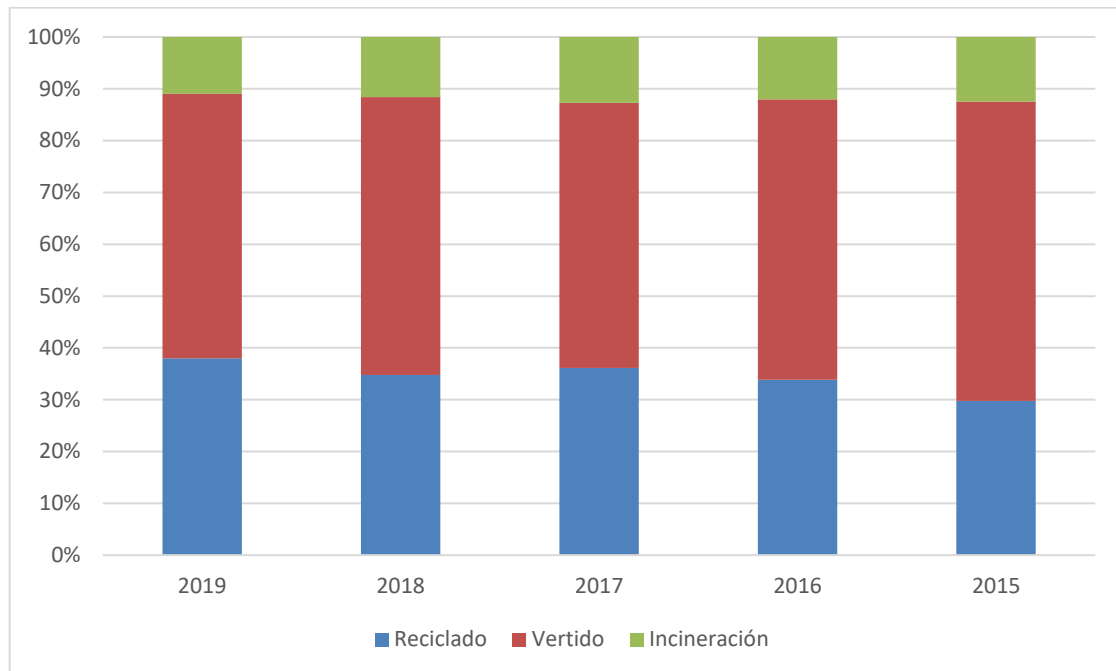
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Actualmente en España se genera, de media, unos 22 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos (RSU) por año (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019). Es decir, unos 470 kilogramos por persona. En los últimos años ha aumentado considerablemente la cantidad producida de los mismos debido al extendido carácter consumista que presentan los habitantes. A pesar de que cada vez existe más concienciación social acerca de la sostenibilidad y el cuidado del medio ambiente, el consumismo sigue estando presente en la sociedad. Debido a factores como la obsolescencia programada y la excesiva publicidad que genera falsas necesidades, la población cruza todos los días la línea que separa el consumo razonable del consumismo, generando, como consecuencia, una gran cantidad de RSU (Rodríguez, 2021).

Pero no sólo son importantes los RSU. También habría que tener en cuenta la generación de residuos forestales, agrícolas y ganaderos. Los primeros, hacen referencia a los residuos resultantes del mantenimiento de los montes junto con los generados en la poda de árboles para obtener madera. Los segundos, se entienden como aquellos que provienen de los restos de los cultivos y del cuidado de la tierra. Finalmente, los residuos ganaderos son los que se obtienen principalmente de los estiércoles y purines (Junta de Castilla y León, s.f.).

Tras la pre-recogida, recogida y transporte, los residuos son tratados. Pueden ser incinerados, reciclados, compostados o acabar en un vertedero controlado. En la Figura 1 se muestra la distribución porcentual del tratamiento final de los residuos urbanos en España en función del tipo de tratamiento empleado.



*Figura 1: Distribución porcentual del tratamiento final de residuos urbanos por tipo de tratamiento.
(Fuente: INE, 2019).*

Hablando en términos medios, un 54% de los residuos recogidos en España acaban en un vertedero controlado. Los vertederos controlados suelen tener una durabilidad de alrededor de 25 años, tras los cuales deben ser sellados y vigilados durante un periodo de 30-50 años.

A pesar del control que se realiza sobre estos vertederos, pueden generar importantes impactos medioambientales. Además del impacto visual, destaca la posible contaminación de las aguas, tanto superficiales como subterráneas, causado por la filtración del lixiviado. Otra distinguida fuente de contaminación son los gases generados y su posible fuga y emisión a la atmósfera. Por todo ello, la Unión Europea ha establecido la eliminación de los vertederos controlados para antes del año 2030.

Por otro lado, España presenta otro problema relacionado con las fuentes de energía renovables. En la siguiente tabla (Tabla 1) se muestra el balance de energía eléctrica en España en función de las principales fuentes de energía en el año 2020.

<i>España 2020</i>	<i>GWh</i>	<i>Representatividad</i>
Nuclear	55.757	22,20%
Eólica	54.879	21,85%
Ciclo Combinado	44.024	17,53%
Solar Fotovoltaica	15.261	6,08%
Carbón	5.022	2,00%
Total	251.159	100,00%

Tabla 1: Balance de energía eléctrica en España en el año 2020. (Fuente: Foro Nuclear, 2021)

Como se puede observar en la Tabla 1, la energía eléctrica generada por las principales fuentes de energía renovable (eólica y fotovoltaica) no alcanza el 30% de la energía total generada en España, siendo la mayor fuente la energía nuclear. Sin embargo, la creciente evolución tecnológica, junto con la preocupación por el cambio climático, hace que la Unión Europea plantee una serie de objetivos medioambientales para el año 2030 (Directiva 2018/2001/UE), con el fin de alcanzar la descarbonización total para el año 2050.

Para lograrlo, resulta importante lograr disminuir la energía generada a partir del carbón. El carbón que se emplea actualmente en España procede principalmente de Asturias y Aragón, cuyos contenidos en azufre son 4% y 8%, respectivamente. Estas cantidades siguen siendo relativamente altas. En Estados Unidos, el carbón empleado no contiene más de un 1% de azufre y, en Alemania, las centrales eléctricas de carbón poseen un sistema de eliminación de gases contaminantes, sistema que España no emplea. El uso de esta fuente de energía puede perjudicar la salud de la población.

A pesar de que las esperanzas están puestas en los sistemas de generación de energía renovables, uno de los mayores problemas que plantean es que no son gestionables, ya que

dependen de las incontables condiciones meteorológicas que se den. Es por esta razón, que la Unión Europea también plantea la estrategia “*Energy Union*”, que tiene el fin de aportar los ciudadanos europeos una energía asequible, segura, competitiva y sostenible. Para ello, es necesario el desarrollo de otras tecnologías que ayuden a lograr la descarbonización y que, a la vez, satisfagan la demanda en aquellos momentos en los que las energías renovables no son capaces de ello por falta de recurso natural. Por la misma causa, muchas plantas térmicas se ven obligadas a estar largos periodos de tiempo inactivas, a la espera de que su funcionamiento sea necesario, lo que imposibilita la capacidad de recuperar costes y asegurar la viabilidad económica.

El tipo de planta térmica que más sufre estas consecuencias son los ciclos combinados, a los que se les suma el coste del gas natural. España importa alrededor del 99% del gas natural (Gobierno de España, s.f.), siendo los principales países suministradores Argelia, Estados Unidos, Nigeria y Rusia. Este hecho pone de manifiesto la gran dependencia de este sector con el exterior. Adicionalmente, hay que sumarle su creciente precio, que ha alcanzado valores históricos. Esta situación es debida principalmente al aumento de la demanda y la escasez del producto. Todo ello unido a la complicada situación conflictiva y bélica que está viviendo Europa en estos momentos, que desfavorece aún más la situación.

Sin embargo, estos picos de precios también son causados por el favoritismo a la generación de energía renovables, que aumentan la inflexibilidad del mercado. Las consecuencias de estos hechos no sólo afectan al mercado energético, sino a toda la sociedad, tanto a nivel personal como a industrial.

Teniendo en cuenta los dos problemas mencionados, la eliminación de los vertederos controlados y la imposibilidad de gestión de las fuentes de energía renovables, en este trabajo se plantea una solución común: el hidrógeno.

Dicho elemento puede ser producido aprovechando la capacidad energética de la biomasa que se puede obtener de los residuos. Para ello, se emplea un proceso de gasificación por plasma. Se trata de un sistema energéticamente positivo, que no genera daño alguno al medio ambiente y, por ello, su estudio resulta muy atractivo. Una vez que el hidrógeno ha sido

producido, se plantea su uso como como combustible de las turbinas de gas en las centrales de ciclo combinado, sustituyendo un porcentaje del gas natural que se emplea actualmente.

Concretamente y por simplificar los datos, en este proyecto se analizará la posibilidad de emplear el hidrógeno conseguido a partir de los residuos generados en el País Vasco y su posterior aplicación en una de las centrales de ciclo combinado presentes en esta comunidad, que forma parte del sistema de energía unificado español.

1.2 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLES

- **Salud y bienestar.** Uno de los principales objetivos de este proyecto consiste en dar utilidad a los residuos almacenados en los vertederos controlados. De esta forma, se aporta una solución para lograr cumplir el objetivo establecido por la Unión Europea de eliminar todos los vertederos controlados antes del año 2030. El hecho de hacerlos desaparecer supone una gran ventaja para la salud y bienestar de la población.

Uno de los principales problemas que pueden plantear los vertederos es la contaminación de las aguas subterráneas mediante la filtración de los lixiviados, que pueden llegar a ser perjudiciales para la salud. Este hecho se intenta evitar realizando un continuo control de los vertederos, pero no siempre se logra. Además, los vertederos también presentan un gran riesgo para las personas que trabajan en ellos, debido al peligro de incendios y explosiones, causados por el metano que se genera, o al riesgo de accidente, causado por una mala estructuración del terreno. Un claro ejemplo de esto último fue el derrumbe del vertedero de Zaldibar, País Vasco, el 6 de febrero de 2020, en el que falleció una persona y el cuerpo de otro trabajador aún no ha sido hallado. Si desaparecen los vertederos, se eliminará una fuente de contaminación del agua y de accidentes, favoreciendo el bienestar social.

Por otro lado, con este proyecto se busca impulsar la producción sostenible de energía a partir de hidrógeno, con el objetivo de que disminuya el uso de fuentes de

energía más contaminantes, como puede ser el carbón, cuyo alto porcentaje en azufre puede llegar a ser perjudicial para la salud.

- **Energía asequible y no contaminante.** En este proyecto se plantea un método sostenible de obtención de hidrógeno. Dicho hidrógeno puede ser empleado de diversas maneras para la generación de una energía asequible y no contaminante. Específicamente, en el trabajo se planteará el uso del hidrógeno como sustituto de una porción del gas natural que se emplea en las centrales de ciclo combinado. El gas natural es un recurso limitado, por lo que la disminución de su uso favorecerá al mantenimiento y cuidado del planeta.
- **Ciudades y comunidades sostenibles.** El tema planteado y desarrollado en este proyecto favorece el asentamiento del concepto de economía circular. Se aporta utilidad a los residuos generados por la población, un recurso que actualmente está siendo desaprovechado. Su uso puede favorecer a la generación de una energía sostenible que emplearán tanto los hogares como la industria de nuestro país.
- **Acción por el clima.** Como se ha explicado anteriormente, el hidrógeno que se obtiene a partir de los residuos que actualmente se acumulan en vertederos se puede emplear para producir energía de manera sostenible, sin dañar el medio ambiente. Por otro lado, sino se controla el biogás generado en los vertederos, éste favorecerá al cambio climático ya que se trata de un gas de efecto invernadero. Esto supone otra ventaja para impulsar la eliminación de los vertederos.
- **Vida de ecosistemas terrestres.** Una de las grandes ventajas del aprovechamiento de residuos forestales es que evitará que se produzcan o propaguen los incendios en los bosques. Actualmente, muchos de estos residuos no están siendo recogidos, lo que provoca condiciones favorables para los incendios y la disminución de los ecosistemas terrestres. En este proyecto se plantea el aprovechamiento de estos residuos para la generación de hidrógeno.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 PROCESO DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

Una de las tecnologías clave de este proyecto es la gasificación por plasma, puesto que se trata de la tecnología que permitirá producir hidrógeno aprovechando, para ello, la capacidad energética de los residuos.

En este apartado se desarrolla y explica el funcionamiento de dicha tecnología.

2.1.1 EL PLASMA

Para entender cómo funciona el proceso de gasificación por plasma, previamente, hay que entender qué es el plasma.

Es un gas ionizado a alta temperatura y se define como el cuarto estado de la materia, siendo el más abundante de la naturaleza. Recibe este nombre puesto que posee propiedades que lo hacen diferente de los otros estadios de la materia (sólido, líquido y gas) y se puede encontrar de forma natural en rayos, estrellas y auroras boreales. De forma artificial, se produce al calentar un gas, en presencia de un campo magnético, por encima de los 5000°C (Valenciano, 2015).

Al elevar tanto la temperatura, los electrones se van desprendiendo debido a los impactos entre los átomos, acelerados por la presencia del campo magnético. Este suceso tiene lugar de forma progresiva y se denomina “proceso de cascada”, puesto que, de manera repetida, un electrón colisiona con un átomo neutro, dando lugar a dos electrones y un ion. La masa resultante, compuesta por electrones e iones que se desplazan a una velocidad muy elevada, constituye el plasma (García A. , 2021). En la Figura 2 se muestra un esquema de los estados de la materia, desde sólido hasta plasma, junto con todas las interacciones.

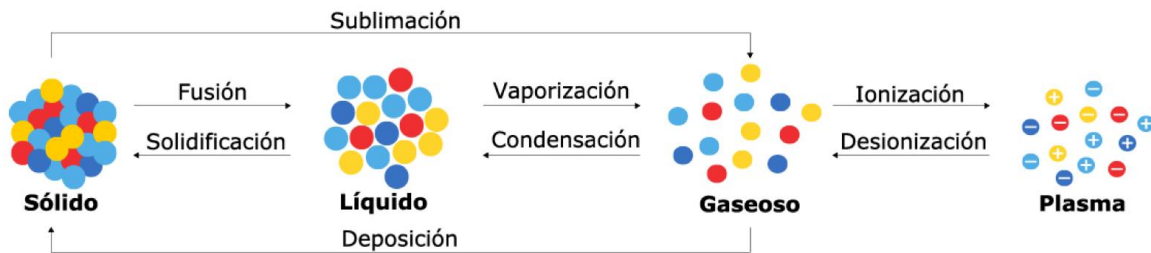


Figura 2: Estados de la materia y sus relaciones (Guerra, 2016)

Teniendo esto en cuenta, se entiende por qué la Real Academia Española en su 23ª edición define el plasma como “gas ionizado que se produce a temperaturas extremadamente elevadas y que contiene cargas positivas y negativas en un número aproximadamente igual”.

Asimismo, cabe destacar que existen dos tipos diferentes de plasmas; el plasma térmico y el plasma no térmico. El primero se encuentra en un estado de equilibrio en el que los electrones, iones y átomos neutros se encuentran a una temperatura semejante. Esta temperatura es muy elevada, pudiendo llegar hasta los 10.000°K. Adicionalmente, posee una elevada cantidad de energía cinética y un alto grado de ionización. Por otro lado, el plasma no térmico no dispone de ese equilibrio térmico y cada uno de los elementos posee una temperatura diferente siendo, normalmente, la de los electrones la más alta. Sin embargo, esta temperatura nunca será tan alta como la del plasma térmico y rondará los cientos de grados Kelvin (Guerra, 2016).

El plasma destaca por ser buen conductor de la electricidad y su aplicación en la industria es cada vez mayor. Actualmente se emplea, sobre todo, para la fabricación de materiales conductores, de lámparas, microcircuitos, televisiones y para procesos de soldadura y corte (Iber, 2021).

2.1.2 LA GASIFICACIÓN POR PLASMA

El proceso de gasificación por plasma constituye un método de eliminación y aprovechamiento energético de los residuos, a través de su transformación en un gas combustible, denominado Syngas. Se trata de un proceso respetuoso con el medio ambiente puesto que, a diferencia de la incineración, no requiere de la presencia de oxígeno y se lleva

a cabo a temperaturas mucho más elevadas. El resultado se traduce en una menor emisión de dióxido de carbono a la atmósfera y en un proceso libre de cenizas (UNIDECO, s.f.).

Los gasificadores de plasma funcionan primordialmente originando la disociación molecular de la materia introducida en cualquier estado (sólido, líquido o gaseoso) (Valenciano, 2015). Esta disociación es provocada por la energía desprendida por el campo eléctrico radiante generado por el convertidor de plasma (Romeo, 2019).

La materia se separa en moléculas orgánicas, inorgánicas y metales. A las altas temperaturas a las que se encuentra el plasma (por encima de los 5.000°C), cada tipo de moléculas se transforma en un elemento diferente (Muñoz, 2018). Las moléculas orgánicas se convierten en un combustible gaseoso (Syngas) formado por CO, H₂ e hidrocarburos saturados, como el metano (Briseño, Felipe, López, & Lima, 2020). Las moléculas inorgánicas, por su parte, se transforman en una lava fundida formada por materia inerte vitrificada, también denominada cristal de silicato. Finalmente, los metales, salen fundidos del proceso junto el cristal, pudiendo separarse y reutilizarse si la cantidad es elevada (Valenciano, 2015).

Existen diversas tecnologías que permiten llevar a cabo el proceso de gasificación por plasma, pero para el desarrollo de este trabajo se ha elegido el sistema convertidor de plasma directo.

2.1.2.1 Sistema Convertidor de Plasma Directo

Como bien señala Valenciano (2015), esta tecnología consta de cinco fases distintas, desde que se introducen los residuos hasta que se obtiene el gas de síntesis deseado. Dichas fases son: alimentación, disociación, enfriamiento, filtrado de gases y neutralización, como se muestra en la Figura 3.



Figura 3: Etapas del proceso de gasificación por plasma (Fuente: Valenciano, 2015)

Cada una de las etapas se desarrolla a continuación, gracias a la información recogida en el Trabajo Fin de Grado de Almudena Valenciano (2015).

2.1.2.1.1 Fase 1: Alimentación

En esta primera etapa, los residuos y los gases para la creación del plasma son introducidos en el proceso gracias a un sistema de alimentación. Los residuos se introducen de manera constante y continua, a un ritmo que el sistema calcula como adecuado. Los dos gases requeridos para el proceso son el gas de oxígeno, encargado de producir el medio oxidante en el reactor, y el gas plasmógeno (aire), encargado de producir el plasma en las antorchas.

Pero antes de llevar a cabo la alimentación, es recomendable llevar a cabo una serie de procesos a los residuos que permitirá optimizar el funcionamiento de gasificación por plasma.

- **Reducción del tamaño:** a través de unos trituradores o molinos de martillo se reduce el volumen de los residuos, permitiendo una introducción más manejable y aumentando su peso específico.
- **Separación:** a través de una serie de separadores (balísticos, magnéticos u ópticos), los residuos se hacen más uniformes, aumentando su calidad. Esto supone una gran ventaja, puesto que evita que la composición del gas de síntesis varíe.

- **Compactación:** en esta etapa se compactan los residuos en forma rectangular (pelets) siguiendo un proceso de peletización y aumentando, consecuentemente, su densidad. Esto permite acelerar considerablemente su transporte y almacenamiento.
- **Reducción de la humedad:** se reduce alrededor de un 15% la humedad de los residuos aprovechando, para ello, el calor del gas de síntesis que se obtiene a la salida del gasificador.

Una vez que se han llevado a cabo estas etapas, los residuos disminuidos, separados, compactados y deshumidificados, son introducidos en el sistema de alimentación.

2.1.2.1.2 Etapa 2: Disociación

Una vez introducidos los residuos, éstos pasan a la vasija de plasma (Figura 4) donde se produce la disociación molecular de la materia y se consigue reducir el volumen de los residuos un 200%.

Para que esto suceda, es necesario elevar la temperatura en torno a 5.000°C. Se consigue gracias al encendido de un arco eléctrico causado por la diferencia de potencial entre los dos electrodos presentes en la antorcha de plasma, alimentada por corriente continua.



Figura 4: Vasija de plasma. (Fuente: Westinghouse Plasma Corporation, s.f.)

La antorcha de plasma es la encargada de generar el plasma. Para ello, se requiere un medio oxidante. Dicho medio se crea gracias a la inyección de un gas compuesto principalmente por oxígeno.

En la Figura 5 se pueden observar las fases que experimentan las partículas a medida que va aumentando la temperatura, desde que se crea el arco eléctrico.

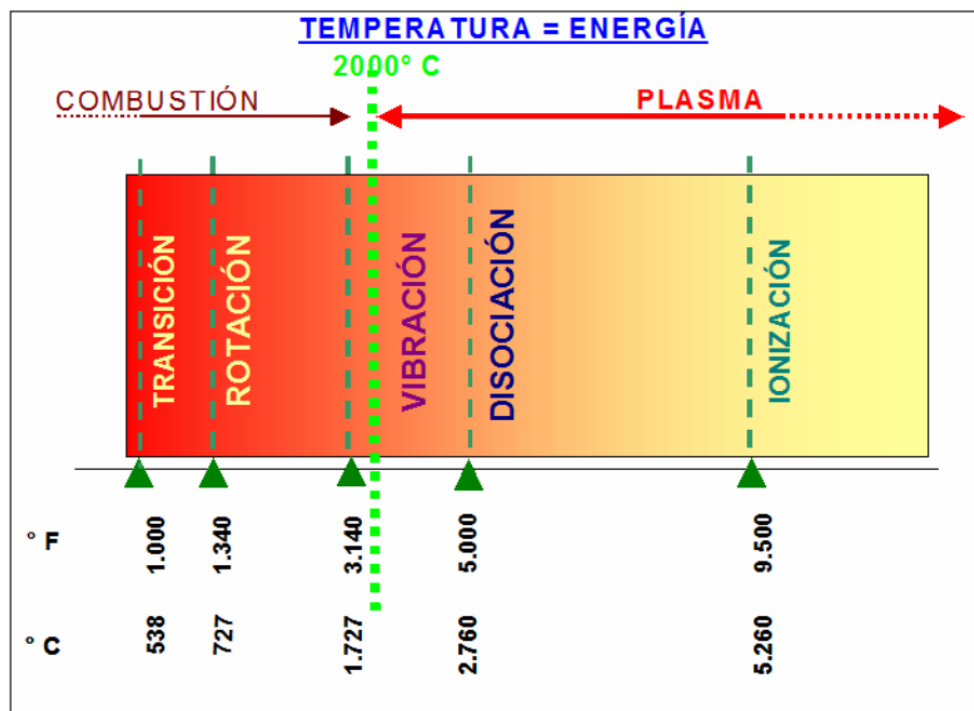
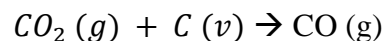
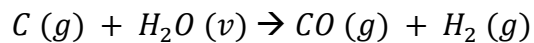


Figura 5: Fases de las partículas en la vasija de plasma en función de la temperatura (Fuente: Acciona, 2004).

Inicialmente, las partículas experimentan un periodo de transición y rotación cuando la temperatura se encuentra entre los 500°C y los 1.000°C, tras lo cual empiezan a vibrar cuando se alcanzan los 2.000°C. Tras esta fase de vibración, y una vez alcanzados los 2.760°C, se produce la disociación molecular de la materia, para lo cual se requiere una atmósfera reductora. Finalmente, a temperaturas muy altas, cerca de los 5.260°C, tiene lugar la ionización. En esta etapa, las partículas e iones se excitan, formando el plasma.

Durante todo este proceso, tienen lugar las siguientes reacciones térmicas, como bien menciona Acciona (2004):

- **Cracking térmico:** se produce la disociación de las moléculas más complejas en otras más simples y ligeras, dando lugar a gases de hidrocarburos e hidrógeno.
- **Oxidación parcial:** causa la formación de monóxido de carbono junto dióxido de carbono y agua en pequeñas proporciones. Tanto el dióxido de carbono como el agua desfavorecen el poder calorífico del gas de síntesis. Por ello, es necesario regular el oxígeno que entra en el reactor.
- **Reformación:** combinación de los elementos primarios para formar nuevas moléculas, sobre todo de hidrógeno y monóxido de carbono.



Para la formación de la masa vitrificada, llamada slag, a partir de las moléculas inorgánicas, el fondo de la vasija de plasma se recubre de arena rica en silicio, que se funde al elevar las temperaturas. Tras la disociación, las moléculas inorgánicas precipitan al fondo, donde reaccionan con el silicio. El slag resultante está compuesto por un 97% de SiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, CaO, FeO, Na₂O y MgO (Barrena, 2018). Adicionalmente, el metal existente en los residuos queda capturado en la arena fundida, dando lugar a un subproducto inocuo y no lixiviable.

2.1.2.1.3 Etapa 3: Enfriamiento

En esta etapa se enfría el syngas, puesto que se obtiene a una temperatura cercana a los 1.000°C, la cual no sería soportada por las siguientes etapas. Con el objetivo de hacer el proceso lo más sostenible posible, el calor del syngas puede ser utilizado para generar vapor, que se emplearía en un ciclo de Rankine para generar electricidad, y para secar los residuos previamente a su introducción a en la vasija.

2.1.2.1.4 Etapa 4: Filtrado de gases

Aunque el syngas obtenido esté formado principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno, también presenta otros compuestos que empeoran la calidad del gas. Para mejorar dicha calidad, el gas se filtra y purifica a través de un ciclón. En la Figura 6 se puede observar su funcionamiento.

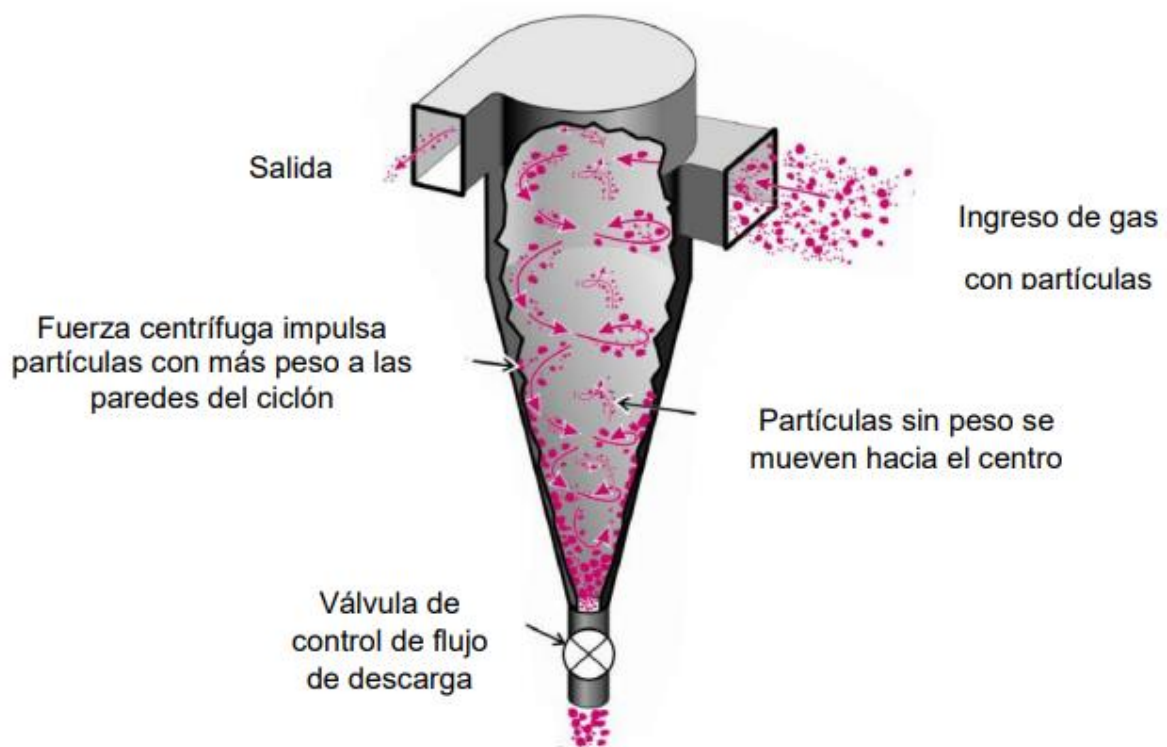


Figura 6: Principio de operación de un ciclón (Fuente: Cecala et al., 2019)

El ciclón se basa en la fuerza centrífuga y en la diferencia de densidad para separar las partículas sólidas del gas. Dicho gas se introduce en el ciclón, que tiene forma cilíndrica en la parte superior, horizontalmente y de forma tangencial. A continuación, se le obliga a girar helicoidalmente, formando dos espirales. Inicialmente, la espiral es descendente y externa. Sin embargo, a medida que se llega a la parte inferior del ciclón, su forma cónica, obliga a circular al gas de manera ascendente e interior, formando la segunda espiral (Forkel, 2018).

Durante la primera espiral descendente, las partículas sólidas experimentan una fuerza centrífuga que las lanza a las paredes del ciclón. En la parte cónica, se separan del gas, sobre todo, las partículas sólidas más pequeñas. Posteriormente, precipitan por gravedad hasta la parte inferior del ciclón. Por consiguiente, el gas que asciende por la segunda espiral es un gas libre de partículas sólidas. Dicho gas es el que abandona el ciclón por la parte superior (Forkel, 2018).

Dependiendo de las características del gas y del tipo de ciclón, su rendimiento se encuentra entre el 65% y el 99%. La gran ventaja que tiene este método de filtrado es su bajo coste y mantenimiento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que solamente es efectivo si las partículas que elimina poseen un diámetro superior a 10 μm (García A. , 2021).

2.1.2.1.5 Etapa 5: Neutralización

Al salir del ciclón, el syngas aún posee compuestos halogenados, es decir, alguna molécula de cloro, bromo, flúor, yodo, etc., que se deben reducir para mejorar su calidad. Para ello, se sigue un proceso de tres etapas: sistema combinado Scrubber (lavado) y quench, reacción Shift y captura de CO_2 .

La primera etapa (Figura 7) consiste en lavar el gas neutralizando, consecuentemente, los halogenuros, y generando agua salada como subproducto, que se recoge al fondo del depósito. A la salida, el gas obtenido debe ser filtrado. Para ello se emplea un filtro de alta eficiencia HEPA (High Efficiency Particle Arresting), que funciona con carbón activo y tiene una eficiencia superior al 99,95% (Airtècnics, 2021).



Figura 7: Proceso de la torre de lavado de Scrubber (Fuente: Valenciano, 2015)

Con el filtro, se consigue eliminar los sulfuros y halógenos presentes en el gas, que sale a 27°C con la composición mostrada en la Tabla 2.

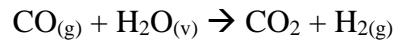
Gas de Síntesis Limpio

%CO	77,6
%CO ₂	6,67
%H ₂	4,46
%N ₂	7,11
%H ₂ S	0,00
%Ar	1,22
%H ₂ O	2,93
%CH ₄	0,01

Tabla 2: Composición en volumen del syngas a la salida del sistema de neutralizado (Fuente: Valenciano, 2015)

Como se puede observar en la Tabla 2, la cantidad monóxido de carbono (CO) sigue siendo muy elevada en comparación con el hidrógeno. Además, todavía existe dióxido de carbono (CO₂). Para llegar a la composición deseada de syngas, se llevan a cabo las dos siguientes etapas mencionadas con anterioridad.

- **Reacción Shift:** en esta etapa se elimina el monóxido de carbono, con el objetivo de aumentar la pureza del syngas en hidrógeno. Para ello, se emplea un catalizador de hierro, que transforma el monóxido de carbono en hidrógeno y dióxido de carbono.



- **Captura del CO₂:** finalmente, en esta última etapa, se elimina el CO₂ del syngas gracias a un baño solvente de ánimas. Dicho dióxido de carbono secuestrado puede ser empleado para otros fines industriales.

2.1.2.2 Sistemas y componentes de la planta de gasificación por plasma

En este apartado se presentan y explican todos los componentes que conforman la planta de gasificación por plasma.

2.1.2.2.1 Vasija

Es el lugar en el que tiene lugar la etapa de disociación. Es decir, en ella se introducen los residuos, obteniendo el gas de síntesis y la masa vitrificada, tal y como se puede observar en la Figura 8. El gas y el vitrificado pueden evacuar por una misma salida o por separado.

La Cámara del Sistema Convertidor de Plasma

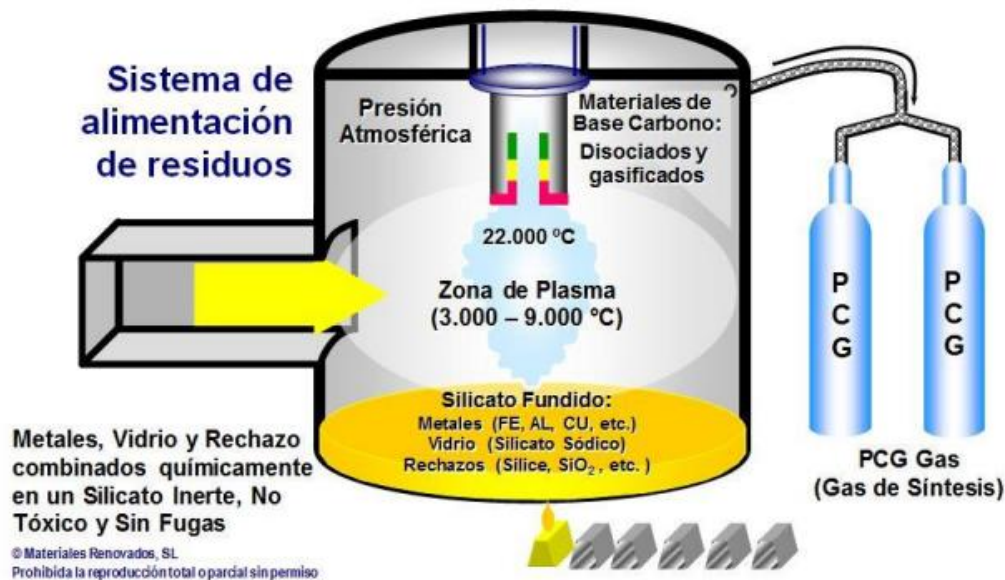


Figura 8: Cámara del Sistema Convertidor de Plasma (Fuente: Valenciano, 2015)

La vasija consta de dos partes que deben estar selladas: la tapa de acero inoxidable y el cuerpo. Para conseguir un sellado adecuado y evitar una posible fuga del syngas al introducir los residuos, se mantiene una presión negativa dentro de la vasija.

Adicionalmente, es necesario proteger el cuerpo de la vasija de las elevadas temperaturas que se alcanzan en el interior. Para ello, las paredes de la vasija son cubiertas por una capa aislante de material refractario. El objetivo es mantener la temperatura interior por encima de la temperatura de condensación de los gases ácidos. De esta forma se consigue evitar que aparezcan en el syngas. En la Figura 9 se pueden observar las temperaturas medias que se alcanzan en la vasija durante el proceso.

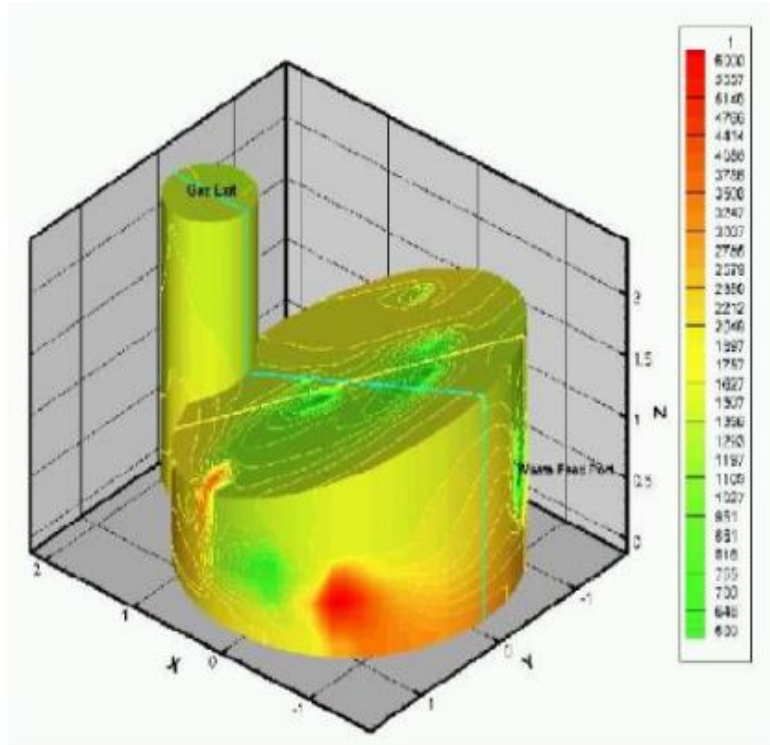


Figura 9: Perfil de temperaturas internas en la vasija (Fuente: Valenciano, 2015)

Las temperaturas oscilan entre los 1.400°C y los 6.000°C, siendo esta temperatura máxima alcanzada en la punta de la antorcha.

2.1.2.2.2 Antorcha de plasma

La antorcha de plasma se encuentra dentro de la vasija. Está constituida por dos electrodos, un ánodo y un cátodo, encargados de generar el arco eléctrico. Existen dos tipos de antorchas (Figura 10):

- **Antorcha transferida:** se emplea en aquellos casos en los que sea necesario fundir materias, tanto en estado sólido como pastoso. En este caso, el arco es generado por un ánodo de sacrificio y cátodo. El ánodo, situado en la antorcha, es necesario reponerlo cada cierto periodo de tiempo. El cátodo está situado al fondo de la vasija. El calor se transmite por radiación, convección y conducción.

- **Antorcha no transferida:** se emplea en los casos en los que haya que calentar y vaporizar sólidos en polvo, sólidos, líquidos o gases. En este caso, tanto el ánodo y el cátodo son de sacrificio y están situados dentro de la antorcha. El calor se transmite por radiación. Este tipo de antorcha será la elegida para el trabajo, puesto que cumple con los requisitos necesarios y es económicamente más asequible.

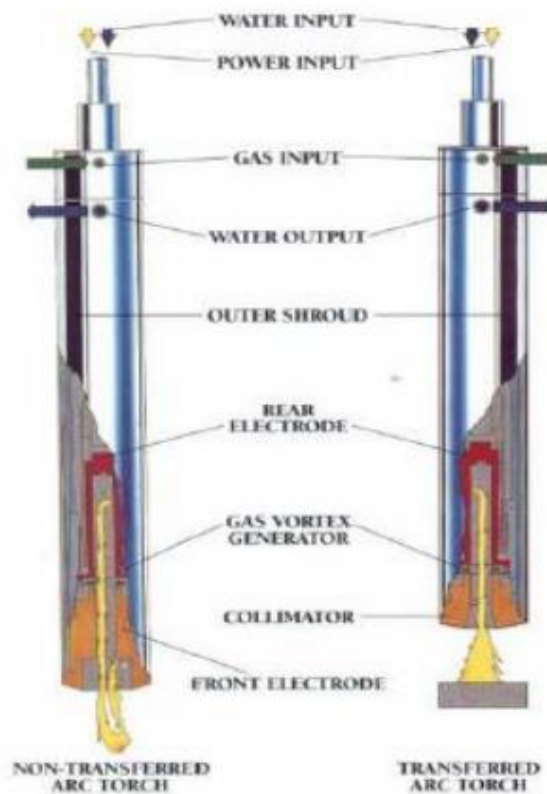


Figura 10: Diferenciación entre la antorcha de arco no transferido y la de arco transferido

(Fuente: Valenciano, 2015)

2.1.2.2.3 Generador de corriente eléctrica

Para que la antorcha de plasma funcione, requiere de corriente continua aportada por un generador.

2.1.2.2.4 Sistema de control del proceso

Se trata de un sistema informático de interfaz humano y basado en un control lógico programable (PLC). Se encarga de regular la introducción del gas plasmógeno en la vasija, la velocidad y ritmo al que van entrando los residuos y de examinar constantemente la composición del gas con el fin de poder ajustar su composición y controlar el generador de corriente.

2.1.2.2.5 Refrigeración de la antorcha

Es necesario controlar la temperatura alcanzada en el electrodo de la antorcha para que no se dañen sus componentes. Para ello, se emplea agua desionizada que circula a presión por un circuito cerrado.

Dicho circuito de refrigeración está constituido por un intercambiador de calor agua-agua que, a su vez, transfiere el calor a otro sistema secundario formado por un intercambiador agua-aire.

2.1.2.2.6 Sistema de gas

Es el lugar en el que se genera el gas plasmógeno que será introducido a 6-7 bares de presión por la antorcha con el fin de generar el arco eléctrico. Dicho gas puede ser oxidante, reductor o inerte: oxígeno, nitrógeno, hidrógeno, argón o aire. El aire es el más usado debido a su menor coste. La velocidad de entrada es regulada por el sistema de control.

2.1.2.2.7 Sistema de descarga del material vitrificado

Existen dos métodos por los cuales se puede descargar el material vitrificado:

- El primer método consiste en una extracción lateral por inclinación. No se realiza de manera continua. Suele ser el método más empleado, puesto que la cantidad extraída de material vitrificado resulta ser normalmente pequeña.
- En el segundo método se emplea un sistema mecánico continuo de extracción, denominado sinfín. Este será el método elegido para el desarrollo del proyecto, con

vistas a que no se produzca una acumulación de masa vitrificada en el fondo de la vasija que dificulte su extracción.

La materia extraída se deposita, posteriormente, en un carro refrigerado con agua, lo que permitirá su rápido enfriamiento. De esta forma, se puede manipular de una forma más sencilla.

2.1.3 EL GAS DE SÍNTESIS

El gas de síntesis o syngas obtenido al finalizar el proceso de gasificación por plasma está compuesto, principalmente, por hidrógeno y monóxido de carbono. Conjuntamente, constituyen el 80% del gas. El 20% restante está compuesto por diferentes gases, como puede ser el nitrógeno, dióxido de carbono, agua o argón (García A. , 2021).

Una de las principales características que hace único al syngas obtenido en el proceso de gasificación por plasma, es que su composición no depende del tipo de residuos introducidos en la vasija, tal y como se puede observar en la Figura 11. Solamente varía la cantidad de syngas obtenido, pero no su composición (Valenciano, 2015).

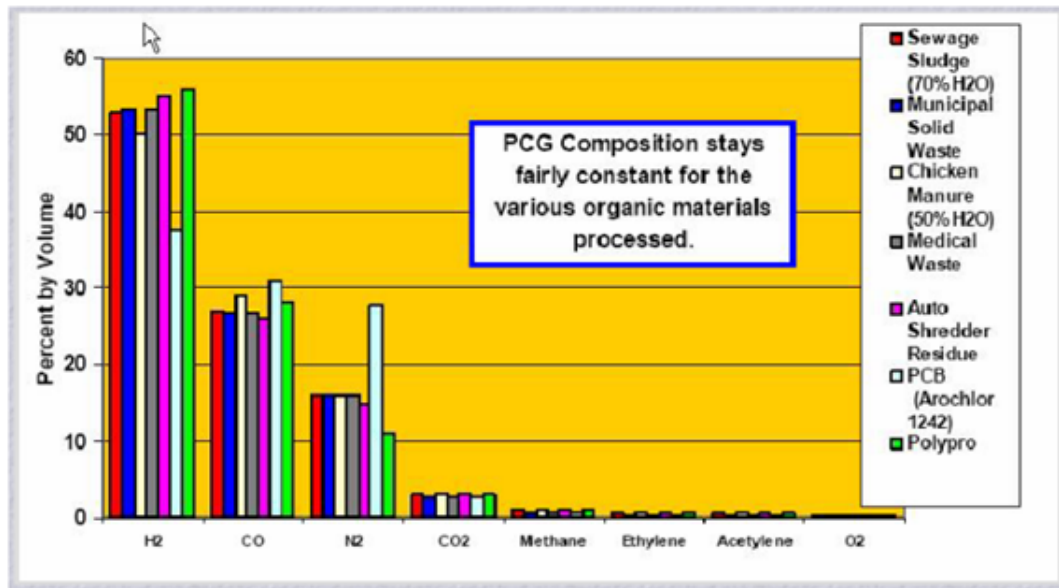


Figura 11: Composición del gas de síntesis en función del tipo de residuo introducido en el proceso de gasificación por plasma (Fuente: Valenciano, 2015)

Esto supone una gran ventaja, puesto que implica que no es necesario realizar un estudio de la composición de los residuos ni un proceso de clasificación exhaustivo a la entrada para aplicar a cada tipo de residuo un procedimiento específico. Esto, frente a otros métodos de obtención de hidrógeno, supone un gran ahorro de costes y de tiempo (Iber, 2021).

2.2 CENTRAL DE CICLO COMBINADO

La información indicada en este apartado ha sido recogida de Mendoza (2002) y Endesa (2022).

Las centrales térmicas de ciclo combinado se encargan de generar energía eléctrica aprovechando la energía térmica del gas natural. Como su nombre bien indica, en ellas coexisten dos ciclos termodinámicos distintos que trabajan de manera conjunta: el ciclo de gas o de Brayton y el ciclo de vapor o de Rankine.

Lo más llamativo de las centrales de ciclo combinado es que son más flexibles y eficientes que las centrales convencionales. Las primeras suelen tener un rendimiento en torno al 60%,

mientras que las segundas, en torno al 35%. Además, podría decirse que son más sostenibles con el medio ambiente, puesto que requieren un menor consumo de agua, emiten menos de la mitad de CO₂ a la atmósfera por KWh producido que las centrales de carbón, emiten menos cantidad de gases contaminantes (NO_x, SO_x...) y ninguna partícula sólida y, al estar el gas natural suministrado por gaseoducto, no generan tanta contaminación por transporte. Por otro lado, requieren una menor inversión inicial al necesitar, para los mismos MW instalados, menor superficie.

En la siguiente Figura 12 se muestra un esquema de un ciclo combinado.

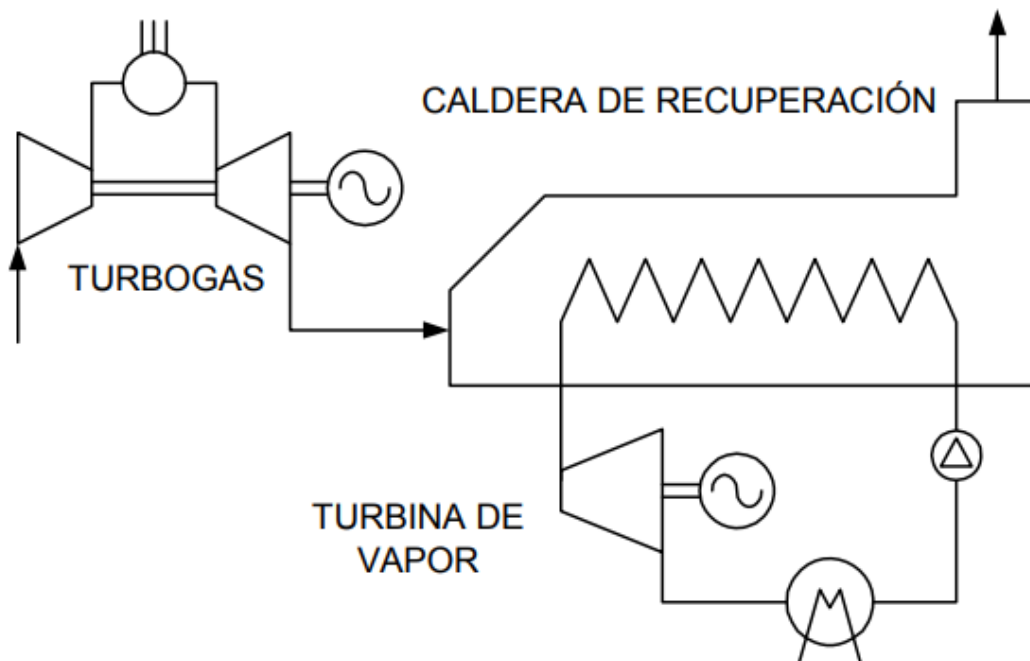


Figura 12: Esquema simplificado de un ciclo combinado. (Fuente: Mendoza, 2002)

Los componentes principales son:

- **Turbina de gas:** se trata de una turbina de combustión interna formada por tres partes distintas.
 - Compresor: se encarga de inyectar el aire a alta presión y enfriar las zonas calientes.

- **Cámara de combustión:** lugar donde se produce la combustión entre el gas natural, acondicionado a la presión y temperatura adecuadas, y el aire comprimido.
- **Turbina:** lugar donde se expanden, en tres o cuatro etapas, los gases resultantes de la combustión a la vez que disminuye su temperatura de unos 1.400°C a unos 600°C. Consta de un eje con palas que gira a unas 3.000 revoluciones por minuto con la entrada de los gases. La energía mecánica generada por este movimiento es transformada en energía eléctrica a través de un transformador.
- **Caldera de recuperación:** podría decirse que es el elemento clave, puesto que es el que permite fusionar el funcionamiento de los dos ciclos. Se trata de una caldera convencional que recibe el calor procedente de los gases de escape de la turbina de gas. Este calor es cedido al agua que se transformará en vapor.
- **Turbina de vapor:** es la encargada de transformar la energía térmica del vapor en energía mecánica. Está formada por tres cuerpos: de alta presión, de media presión y de baja presión. Inicialmente, el vapor circulará por el cuerpo de alta presión, donde se expandirá y hará girar la turbina a través de las palas de su eje. Después, regresará a la caldera de recuperación, donde vuelve a aumentar su temperatura. Tras ello, pasará por el cuerpo de media presión, donde volverá a expandir y a mover la turbina para pasar seguidamente al cuerpo de baja tensión, volviendo a expandirse y hacer girar el eje.
- **Condensador:** es el lugar donde el vapor que sale de la turbina de vapor se enfría, pasando a su estado líquido inicial.

Como se puede observar, la idea principal de funcionamiento de un ciclo combinado consiste en el aprovechamiento del calor de los gases de escape generados en la turbina de gas para, gracias a la caldera de recuperación, poner en funcionamiento la turbina de vapor. De esta forma se consigue de manera conjunta que, con la combustión del gas, se mueva la turbina de gas y se genere el calor necesario para calentar el agua que mueve la turbina de vapor.

Por otro lado, en la mayoría de los casos, las dos turbinas están acopladas al mismo eje, cuya energía mecánica se transforma en eléctrica a través de un solo generador.

Adicionalmente, en función de la zona geográfica en la que esté situada la central, el agua empleada y el sistema de refrigeración serán distintos. En caso de estar localizada en una zona cercana a la costa, el sistema de refrigeración será abierto. Recogerá agua marina que circulará por el ciclo combinado para, finalmente, ser devuelta al mar. En caso contrario, si la central está en una zona interior, el sistema de refrigeración será cerrado y estará formado por unas torres de refrigeración en las que recircula de manera constante el agua. Es decir, es la misma agua pasa de estado líquido a vapor, para condensarse de nuevo y volver a evaporarse y así sucesivamente.

Actualmente España cuenta con una red con un total de cincuenta centrales de ciclo combinado. En el año 2020, un 17'53% de la energía eléctrica generada provenía de centrales de ciclo combinado, convirtiéndolas en la tercera fuente de producción, después de la energía nuclear y la eólica (Algor, 2021). Sin embargo, se encuentran desaprovechadas puesto que básicamente se emplean como centrales de respaldo de las energías renovables, que no son gestionables. Debido al plan de descarbonización establecido por la Unión Europea, la producción de energía sostenible tiene prioridad por Ley frente al resto de métodos de generación. Esto provoca un desplazamiento del nicho de mercado las tecnologías convencionales, haciendo que las centrales de ciclo combinado funcionen principalmente en aquellos momentos en los que las energías renovables no son capaces de satisfacer la demanda.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

3.1 PLANTAS DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

3.1.1.1 Plantas Operativas

Actualmente, de las plantas de gasificación por plasma que se encuentran operativas, cabe destacar cuatro de ellas, localizadas en el continente asiático.

3.1.1.2 Mihama-Mikata

La planta de Mihama-Mikata (Figura 13) está situada en Mihama, Japón. Fue puesta en marcha en el año 2002. Desde entonces, se encarga de procesar alrededor de 20 toneladas de RSU diarios. Dichos residuos proceden de los municipios de Mihama y Mikata. Adicionalmente, también se encarga de tratar diariamente 4 toneladas de lodos de depuración proveniente de aguas residuales. Todo ello, cumpliendo las leyes ambientales de emisiones de la zona (Westinghouse Plasma Corporation, 2013).

El syngas obtenido en el proceso se emplea para la producción de calor necesario para secar el lodo tratado. Por otro lado, la materia vitrificada se aprovecha para la fabricación de hormigón y adoquines, empleándola como agregado (Westinghouse Plasma Corporation, 2013).



Figura 13: Imagen de la instalación comercial de gasificación por plasma de Mihama-Mikata (Fuente: Westinghouse Plasma Corporation, 2013)

3.1.1.3 Maharashtra Enviro Power Ltd (MEPL)

Esta central (Figura 14) se localiza en Pune, India. Sus propietarios son SMS Infrastructure Limited (SMSIL) y WPC. Se encuentra en funcionamiento desde el año 2009. Posee una capacidad de procesamiento de 72 toneladas de residuos al día. En este caso, se encarga de tratar residuos peligrosos que proceden de más de 30 industrias distintas del país (Westinghouse Plasma Corporation, 2013).



Figura 14: Imágenes de la instalación comercial de gasificación por plasma MEPL (Fuente: Westinghouse Plasma Corporation, 2013).

3.1.1.4 Planta de residuos de madera de Wuhan Kaidi

Esta central (Figura 15), localizada Wuhan, China, inició sus operaciones a principios del año 2013. El dueño es la empresa de energía Wuhan Kaidi Holding Investment Co., Ltd. Es capaz de procesar alrededor de 150 toneladas de RSU al día para convertirlos en syngas. Dicho gas es transformado en biocombustible, que se emplea para el transporte dentro de las propias instalaciones (García A. , 2021).



Figura 15: Imagen de la instalación comercial de gasificación por plasma Wuhan Kaidi (Fuente: Westinghouse Plasma Corporation, 2013).

3.1.1.5 Planta de Cheonsong

La planta (Figura 16), perteneciente a la empresa GS Engineering & Construction Co., Ltd. está situada en la localidad de Cheonsong, Corea del Sur. Dicha localidad tiene alrededor de 300.000 habitantes que generan unas 15 toneladas de residuos diarios. La planta fue construida en el año 2008 y tiene una capacidad de procesamiento diario de 10 toneladas de RSU (García A. , 2021).



Figura 16: Imagen de la instalación comercial de gasificación por plasma de Cheonsong (Fuente: García Hoyos, 2021)

3.1.2 PLANTAS EN CONSTRUCCIÓN

Dentro de las plantas de gasificación por plasma que se encuentran actualmente en construcción, destacan las siguientes.

3.1.2.1 Larsen and Lam Climate Initiative

En abril de 2021, la Iniciativa de Larsen y Liam firmó un acuerdo de 35 millones de dólares con la empresa OMNI Conversion Technologies Inc. Esta última empresa es la que ha desarrollado la tecnología de gasificación por plasma que se empleará en el proyecto. La nueva planta será construida en California y estará operativa, si todo sale como lo previsto, a finales del año 2023. Será capaz de generar 5.000 toneladas anuales de hidrógeno libre de emisiones de dióxido de carbono a partir del procesamiento diario de 200 toneladas de RSU. Dicho hidrógeno producido será empleado como combustible para unos 550 autobuses que funcionan con dicho elemento y que circulan por la ciudad. De esta manera, se reducen los costes de adquisición de combustible (OMNI Conversion Technologies, 2021).

3.2 CENTRALES DE CICLO COMBINADO QUE TRABAJAN CON HIDRÓGENO

3.2.1 PROYECTO BENORTH2

Toda la información empleada para este apartado ha sido recogida de BenorthH2 (s.f.).

El proyecto BenorthH2 plantea la construcción de la primera planta de Hidrógeno Verde en España, que entrará en operación a finales de 2022. Dicha planta estará situada en Amorebieta, Vizcaya. La localización de la planta ha sido elegida de manera estratégica como punto de acceso rápido a la distribución por carretera y mar. En la Figura 17 se puede observar con detalle su localización.



Figura 17: Localización de la planta de hidrógeno verde Benorth2 (Fuente: BenorthH2, s.f.)

Para su funcionamiento, la planta hará uso de las instalaciones de la central de ciclo combinado Bizkaia Energía y de la red de distribución de gas natural de Nortegas.

Se situarán unos 20 MW de electrolizadores encargados de producir el hidrógeno a partir de fuentes renovables y agua suministrada por las mismas fuentes que aportan agua a la central de ciclo combinado, puesto que se requiere una calidad semejante a la que demanda dicho ciclo combinado. Los electrolizadores estarán situados aprovechando el hueco que hay disponible debajo del aerocondensador del ciclo combinado. Estarán alimentados por una red eléctrica de 400 kV, ya interconectada a la central de ciclo combinado y que tiene capacidad para alimentar a ambas plantas. Adicionalmente, toda la planta de generación de hidrógeno estará digitalizada.

Se plantea la instalación de un sistema de captura de CO₂ para aumentar la descarbonización. Dicho dióxido de carbono capturado, se puede emplear, posteriormente y junto con el hidrógeno verde generado, para producir metano verde.

Posteriormente a su generación, el hidrógeno será comprimido a una tensión de 300 bar y almacenado en depósitos que permitirá gestionar más agilmente su demanda y su uso. En la siguiente Figura 18 se pueden observar todos los usos que se plantean dar al hidrógeno generado.

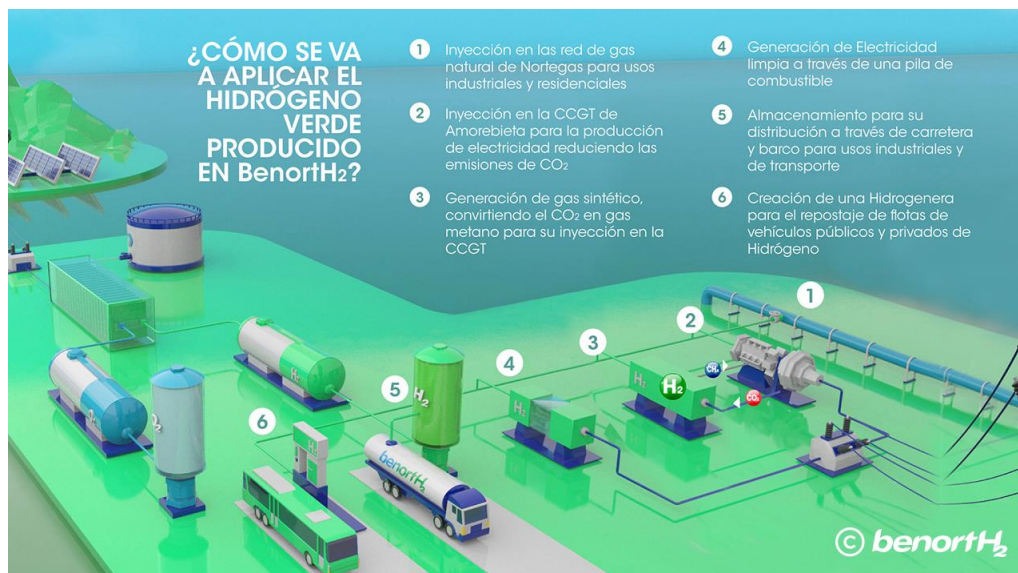


Figura 18: Aplicaciones del hidrógeno verde generado en la planta BenortH₂ (Fuente: BenortH₂, s.f.)

El que más interesa a este proyecto es la inyección del hidrógeno en la central de ciclo combinado de Amorebieta (Bizkaia Energía) y los resultados que se obtendrán.

3.2.2 CENTRAL ELÉCTRICA TALLAWARRA B

La central eléctrica Tallawarra B de EnergyAustralia de 316 MW (Figura 19) será la primera central eléctrica de hidrógeno de doble combustible en Australia. Estará situada en Nueva Gales del Sur, al suroeste de la ciudad de Wollongong, junto a la central Tallawarra A de 435 MW, ya existente. El proyecto ya se encuentra en marcha y la encargada de ello es la empresa de ingeniería, adquisición y construcción Clough. Con una financiación de 83 millones de dólares australianos, unos 56,5 millones de euros, por parte del Gobierno del Estado de Nueva Gales del Sur y el Gobierno Federal de Australia, la planta estará operativa para el verano de 2023-2024 (General Electrics Gas Power, s.f.).

Contará con una turbina de gas 9F.05 desarrollada por GE Gas Power, que es capaz de funcionar con diferentes combustibles, como puede ser el gas natural, gasóleo, hidrógeno, gas licuado de petróleo (GLP), etanol y biodiesel (General Electrics Gas Power, s.f.). Adicionalmente, EnergyAustralia se ha comprometido, a través de un acuerdo de financiación firmado el 3 de mayo de 2022, a comprar hasta el 5% del hidrógeno verde que se emplee como combustible en la central desde el año 2025, compensando el dióxido de carbono (CO₂) emitido durante el desarrollo del proyecto (Aresi & Zulkipli, 2021).

El principal impulsor de este proyecto fue el cierre inminente de la central eléctrica de carbón de Liddell, de 1680 MW de capacidad, durante el mes de abril de 2022. Este hecho impulsó al gobierno federal de Australia a incentivar la búsqueda de una solución que sea capaz de proporcionar 1000 MW de potencia despachable de manera constante. El objetivo es agilizar la transición energética del país aportando una energía asequible, fiable y sostenible. Por ello, la central debe ser flexible y encenderse rápidamente para poder satisfacer la demanda durante los picos y mantener la estabilidad de la red eléctrica. Esto se puede conseguir mezclando hidrógeno y, consecuentemente, reduciendo las emisiones de CO₂, con la vista puesta en conseguir una descarbonización total en el año 2050, según ha establecido el plan de Nueva Gales del Sur (Aresi & Zulkipli, 2021).



Figura 19: Central eléctrica Tallawarra B de EnergyAustralia en Nueva Gales del Sur (Fuente: General Electric Gas Power, s.f.)

Se estima que el proyecto contribuirá a la economía australiana aportando unos 300 millones de dólares australianos, lo equivalente a unos 294,5 millones de euros y generando 250 nuevos puestos de trabajo (Aresi & Zulkipli, 2021).

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

Lo propuesto en este trabajo resulta muy atractivo puesto que plantea una solución única a dos problemas existentes hoy en día.

Por un lado, la Unión Europea tiene el objetivo de eliminar los vertederos controlados para el año 2030. Sin embargo, en España, de media, un 54% de los residuos generados van a parar a vertederos, lo que no supone un buen camino para lograr el objetivo de la Unión Europea. Adicionalmente, existe una gran cantidad de vertederos ilegales en el país. La Comisión Europea contabilizó, en el año 2018, 1.513 vertederos ilegales (Green Living, 2021). A ello, se le debe sumar la mala gestión que se realiza de aquellos que sí son controlados y legales, causando que muchos de ellos estén sobreexplotados y se produzcan accidentes, como el del vertedero de Zaldibar, en el que fallecieron dos personas.

Por otro lado, el problema que se plantea es la imposibilidad de gestión de las energías renovables. Las esperanzas de un futuro más sostenible y respetuoso con el medio ambiente están puestas en este tipo de energía. Sin embargo, presentan un gran inconveniente y es que no son gestionables, sino que dependen de las incontrolables condiciones meteorológicas que se den. Esto hace que otras fuentes de generación de energía deban permanecer en back-up y actuar en aquellos momentos en los que las energías renovables no son capaces de suplir la demanda. Las centrales de ciclo combinado son totalmente necesarias para ello y, para funcionar, requieren de un gas combustible. El que se usa en la mayoría de los casos es el gas natural.

España importa el 99% del gas natural que emplea (Gobierno de España, s.f.). Primordialmente proviene de Argelia, Estados Unidos y Nigeria (Algor, 2021). Esto demuestra la gran dependencia con el exterior que tiene España en este sector. Adicionalmente, es un tema de actualidad los elevados precios que está alcanzando el gas

natural. Dicha situación económica se ha visto empeorada por el estallido del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia. Se debe tener en cuenta que Rusia es un gran suministrador de gas natural para España, por lo que la evolución del conflicto afecta directamente a la economía del país. Por ello, una reducción del consumo de gas natural podría suponer una ventaja económica.

Ante la vista de estos problemas planteados, se propone una solución común: el hidrógeno. Este elemento se puede obtener a partir de residuos siguiendo un proceso de gasificación por plasma. De esta forma, se daría un uso a los residuos evitando, con ello, que vayan a parar a algún vertedero.

El hidrógeno generado puede emplearse como parte del combustible de las turbinas de gas de las centrales de ciclo combinado. Dichas turbinas pueden llegar a funcionar con una determinada cantidad de hidrógeno. Esta acción permitiría reducir el consumo de gas natural, disminuyendo la dependencia con el sector exterior, y sustituirlo por un elemento de producción nacional, como es el hidrógeno. Esto favorecería la economía del país. También es posible inyectar el hidrógeno en la red de gas natural, reduciendo aún más su consumo.

En la actualidad se están llevando a cabo muchos estudios sobre el hidrógeno. El mayor problema que plantea este elemento es su producción, puesto que el hidrógeno no se encuentra de manera libre en la naturaleza, sino combinado con otros elementos. La mayoría de los estudios plantean su generación por electrolisis. Es decir, la obtención del hidrógeno a partir del agua. Sin embargo, esta tecnología resulta muy costosa y además debe hacer uso de un recurso natural, como es el agua.

Lo novedoso de este trabajo es que plantea la generación de hidrógeno a partir de los residuos a través del plasma. Este método de producción resulta mucho más barato y, además, emplea como recurso los residuos que irían a parar a vertederos y de los que no se haría un mejor uso. Gracias al proceso de gasificación por plasma, se aprovechan energéticamente dichos residuos.

En cuanto al uso que se le puede dar al hidrógeno, existen diversas posibilidades: para la automoción (vehículos impulsador con hidrógeno), para la producción de pilas de combustible... En este proyecto se ha decidido emplearlo como sustituto de un cierto porcentaje de gas natural en las centrales de ciclo combinado y en la red de gas natural debido a la delicada situación económica que se está viviendo actualmente con los precios del gas. Además de reducir la cantidad de gas natural consumida en España, el uso del hidrógeno también favorecería a la descarbonización. La combustión de hidrógeno no genera gases de efecto invernadero. Por consiguiente, al emplear este elemento como parte del combustible en las centrales de ciclo combinado, se reducen las emisiones contaminantes a la atmósfera.

Finalmente, cabe destacar que resulta interesante este estudio puesto que la zona geográfica analizada, la comunidad autónoma del País Vasco, posee tres centrales de ciclo combinado, así como una planta de regasificación.

4.2 OBJETIVOS

Los principales objetivos que plantea este proyecto son:

- Estudiar el plan de gestión de residuos actual del País Vasco. Con el fin de aprovecharlos para la generación de hidrógeno, se debe realizar un estudio sobre la generación, organización y distribución de los residuos sólidos urbanos, forestales y agrícolas existentes en el País Vasco. De esta forma se podrá analizar cuál es el tratamiento más adecuado y se podrá realizar un cálculo aproximado de la cantidad de hidrógeno que se puede producir.
- Analizar el método de producción de hidrógeno por gasificación por plasma. Se pretende adquirir un adecuado conocimiento sobre el proceso de gasificación por plasma. También se realizará un estudio de los costes que generarían la planta de gasificación, así como de la cantidad de hidrógeno que se estima que produzca.
- Plantear el uso del hidrógeno para la cogeneración en las centrales de ciclo combinado del País Vasco. Tras realizar un análisis de los diferentes métodos de almacenamiento del hidrógeno, se planteará su uso como sustituto de parte del gas

natural empleado en las centrales de ciclo combinado del País Vasco. Para ello, será necesario estudiar el efecto que tiene el hidrógeno sobre el sistema y calcular el porcentaje de que es capaz de soportar.

- Adicionalmente, se analizará la inyección de hidrógeno en la red de gas natural. Se determinarán las implicaciones y efectos que tiene, así como el límite de inyección. También se estudiarán las implicaciones económicas.

4.3 METODOLOGÍA

Este proyecto consiste primordialmente en un trabajo de investigación, en el que se toma como referencia los resultados y análisis obtenidos en otros proyectos y se adaptan concretamente al caso de estudio. Es decir, combinando diferentes fuentes de información se analizará la generación de hidrógeno a partir de los residuos producidos en la comunidad autónoma del País Vasco y su uso tanto en una central de ciclo combinado, como en la red de gas natural de dicha comunidad. El procedimiento seguido para ello se explica a continuación.

Primero se realizará un análisis de los residuos y los sistemas de valorización energética. Se concretará para la comunidad autónoma del País Vasco y se estudiará la cantidad de residuos sólidos urbanos, residuos forestales y residuos agrícolas que se generan anualmente en dicha zona geográfica. También se realizará un análisis energético de los mismos.

Una vez determinada la cantidad de residuos aprovechables, se detallará el dimensionamiento de la planta de gasificación por plasma encargada de producir hidrógeno a partir de los residuos analizados. Se calculará la cantidad media de hidrógeno será capaz de producir la planta anualmente.

A continuación, se realizará un estudio sobre el hidrógeno y la importancia que tiene en el futuro como recurso para lograr alcanzar la descarbonización. Adicionalmente, se analizarán las diferencias que presenta dicho elemento con el gas natural y qué efectos tendría su implantación en las centrales de ciclo combinado y en la red de gas natural.

Tras ello, se determinará la cantidad de hidrógeno que se inyectará tanto en la central de ciclo combinado, como en la red de gas natural del País Vasco estudiadas (Bahía de Bizkaia Electricidad y Bahía de Bizkaia Gas, respectivamente). Para ello, se debe en cuenta las limitaciones tecnológicas analizadas, así como la cantidad de hidrógeno generado a partir de los residuos de la comunidad autónoma.

Finalmente, se realizará un estudio económico de la planta de gasificación por plasma encargada de generar el hidrógeno y de la inyección de dicho elemento en la central de ciclo combinado y en la red de gas natural.

4.4 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

Su puede decir que el eje sobre el que gira el proyecto es la planta de gasificación por plasma, puesto que es la encargada de recibir los residuos que irían a parar a los vertederos y transformarlos en el hidrógeno que se empleará en la central de ciclo combinado y en la red de gas natural.

Se estima que la construcción y puesta en funcionamiento de dicha planta requiere, hablando en términos medios, de dos años y medio y una inversión inicial de 265.537.500€. Estableciendo una vida útil de 30 años, se obtiene que los costes de operación anuales ascienden a 9,786,688€, mientras que los ingresos medios serían de 24,554,009€. Con ello, y teniendo en cuenta todos los impuestos y amortizaciones, se obtendría un beneficio anual medio de 4,293,922€. El proyecto resulta ser económicamente rentable y viable, obteniendo un Valor Actual Neto de 1.700.240,85 €.

Las otras instalaciones que se ven afectadas en este proyecto son la central de ciclo combinado y la red de gas natural. Para su estudio económico, ambas instalaciones se han tratado como una sola, puesto que pertenecen a la misma empresa. Adicionalmente, se ha desarrollado el análisis de tal forma que, en el corto plazo no haya que realizar grandes cambios y modificaciones.

La inyección de un 5% en volumen de hidrógeno en ambas instalaciones supondría un ahorro 23.023.676,04 €/año, por la diferencia de precio de adquisición de gas natural e hidrógeno. Adicionalmente, hacer circular el hidrógeno por tubería resulta ser 0,86€/MWh/1000km más barato.

En cuanto a los costes a los que se deben hacer frente para la admisión del hidrógeno, primordialmente son costes de reacondicionamiento de las siguientes tecnologías: las tuberías de transmisión, las turbinas de gas, compresores y estaciones de medición de gas. Debido a falta de información, sólo se plantean los costes en términos relativos y pueden suponer un incremento de gastos desde el 10% hasta el 100% en función de la tecnología reacondicionada y la cantidad de hidrógeno que se desea inyectar.

Capítulo 5. RESIDUOS DEL PAÍS VASCO

5.1 INTRODUCCIÓN

Castells (2012) define los residuos como “*aquella sustancia u objeto que no resulta útil para su poseedor y por la cual tenga la intención, o bien la obligación de desprenderse de ella*”.

5.2 SISTEMAS DE VALORIZACIÓN ENERGÉTICA

Tras la pre-recogida, recogida y transporte, los residuos deben ser tratados. Existen diferentes métodos de tratamiento y en algunos de ellos, se valora energéticamente a los residuos. Los sistemas de valorización energética que más destacan se desarrollan en este apartado y son:

- Vertederos Controlados
- Incineración
- Pirolisis
- Digestión anaerobia
- Gasificación por plasma

5.2.1 VERTEDEROS CONTROLADOS

Se entiende por vertedero a la instalación subterránea o superficial en la que se recogen los residuos durante un periodo de tiempo considerado como largo (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f.). Según el Real Decreto 646/2020, también entran dentro de esta definición las instalaciones que almacenan residuos peligrosos durante más de seis meses y las que almacenan residuos no peligrosos durante más de un año, si su destino final es la eliminación, y durante más de dos años, si su destino es la valorización.

Sin embargo, cabe destacar la distinción entre vertederos controlados y vertederos incontrolados. En los primeros, a diferencia de los otros, se siguen unas pautas de control, vigilancia e inspección, establecidos por la legislación, tanto durante la explotación del vertedero como tras su clausura (Envira, 2021).

Los vertederos controlados (Figura 20) suelen estar situados en los alrededores de las ciudades. El terreno en el que se sitúan debe estar preparado y debe cumplir con una serie de características que eviten la infiltración de lixiviados al subsuelo y la consecuente contaminación de las aguas subterráneas (Valenciano, 2015). Tras una clasificación inicial, los residuos son depositados por celdas y capas separadas por una masa arcillosa y geomembranas que permiten asegurar la impermeabilidad (García A. , 2021).

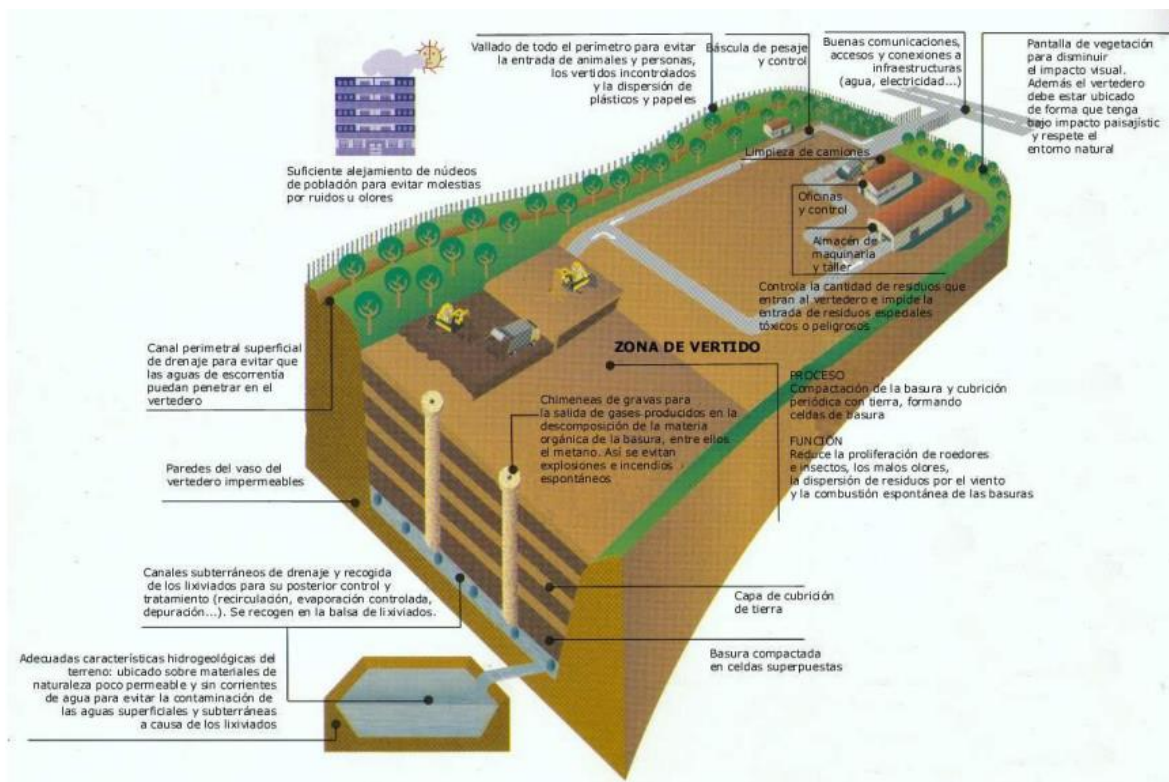


Figura 20: Representación de un vertedero controlado (Fuente: Reciclame, n.d.)

Debido a su capacidad limitada, los vertederos controlados tienen una vida útil que ronda los 25 años. Tras ello, deben ser sellados. Sin embargo, a pesar de que ya no estén operativos, la legislación establece que debe existir un control y vigilancia de los mismos tras su clausura

durante otros 30-50 años más. Este control es necesario debido a la formación de lixiviados y a las emisiones de metano generado por la fermentación de los residuos (Valenciano, 2015).

Como bien se explicó en la Introducción del proyecto, los vertederos son el tipo de tratamiento más empleado en España. Hablando en términos generales, un 54% de los residuos recogidos en nuestro país acaban en un vertedero (Instituto Nacional de Estadística, 2021). A pesar de su control y seguimiento, este tipo de tratamiento presenta una serie de inconvenientes, por los cuales la Unión Europea recomienda no implantar más y plantea el objetivo de su eliminación para el año 2030. Entre los principales inconvenientes destacada:

- **Contaminación por los lixiviados.** La Real Academia Española (RAE) define lixiviado como “*líquido residual, generalmente tóxico, que se filtra de un vertedero por percolación*”. Los vertederos controlados cuentan con un sistema de canalización encargado de recoger los lixiviados y evitar, de esta forma, la filtración. Sin embargo, siempre existe el riesgo de que se produzca y contaminen las aguas superficiales y subterráneas (García A. , 2021).
- **Emanación de gases y olores.** El biogás producido en los vertederos, además de emanar un olor desagradable, está compuesto principalmente por metano (en un 40-60% en volumen). Dicho elemento es inflamable y puede llegar a ser explosivo al reaccionar con una determinada cantidad de oxígeno (Martín, 1997).

Por otro lado, hay que tener en cuenta que el metano es un gas de efecto invernadero con un potencial 11 veces mayor que el dióxido de carbono. De las emisiones totales de metano a la atmósfera, entre un 6 y un 13% proceden de los vertederos. Adicionalmente, el segundo componente del biogás es el dióxido de carbono (en un 40-60% en volumen), otro gas de efecto invernadero (Martín, 1997).

Finalmente, cabe destacar que la emanación del biogás también puede tener efectos sobre la vegetación cercana al vertedero. Puede provocar clorosis, defoliación y pérdida de follaje debido al desplazamiento del oxígeno al penetrar el biogás en la zona de la raíz (Martín, 1997).

Por ello, es necesario un control exhaustivo sobre la emanación de este gas, con el fin de evitar una posible fuga.

- **Peligro para las personas.** Como ya se ha comentado anteriormente, existe el peligro de incendios y explosiones causado por el metano o el riesgo de accidente causado por una mala estructuración del terreno. Un claro ejemplo de este último caso fue el derrumbe del vertedero de Zaldibar, País Vasco, el 6 de febrero de 2020, en el que falleció una persona y el cuerpo de otro trabajador aún no ha sido hallado (Rioja, 2022).
- **Vida útil.** Una de las principales características que tienen los vertederos es que tienen una durabilidad limitada. Normalmente tienen una vida útil de 25 años, tras los cuales tienen que ser sellados y controlados para evitar filtraciones de lixiviados y fugas de gas (García A. , 2021). Esto supone un inconveniente puesto que los vertederos requieren de un espacio y un tiempo cuando ya no están operativos.

5.2.1.1 Vertederos Controlados en el País Vasco: El desastre de Zaldibar

Según García (2020), en el País Vasco existen 15 vertederos controlados clasificados en:

- Inertes
- Residuos no peligrosos
- No peligrosos + inertizados o amianto

La mayoría de ellos son privados y son inspeccionados entre cada uno y tres años. Sin embargo, el 6 de febrero de 2020 tuvo lugar un accidente en el vertedero de Zaldibar que puso de manifiesto la mala gestión que, muchas veces, se lleva a cabo en los vertederos controlados.

El accidente en cuestión consistió en el derrumbe de alrededor de 800.000 m³ de tierra y residuos, causando el sepultamiento y la muerte de dos trabajadores del vertedero. El cuerpo de uno de ellos (Alberto Sololuze, de 62 años), fue hallado casi ocho meses después. El del otro trabajador (Joaquín Beltrán, de 51 años), no fue hallado. Las labores de su búsqueda fueron suspendidas en mayo de 2021. Tanto el dueño de la empresa, como la responsable

administrativa y el ingeniero-jefe han sido declarados culpables por homicidio imprudente. Consecuentemente, deben pagar una gran indemnización (Rioja, 2022).

La catástrofe es considerada una negligencia. Aunque la causa es aún desconocida, se achaca primordialmente a la sobreexplotación unida a una mala gestión y cuidado del vertedero. Joaquín Beltrán alertó dos días antes del derrumbe de la presencia de unas grietas en la zona. La empresa gestora del recinto, Verter Recycling, no hizo nada al respecto, afirmando que es normal en los vertederos. Un peritaje realizado por Cedex, confirmó que se produjeron movimientos de entre 2,2 y 3,5 metros, cuando lo normal es que esos movimientos se mantengan entre 0,1 y 0,3 metros anuales. Adicionalmente, el informe también saca a la luz problemas de impermeabilización y exceso de líquidos (Rioja, 2022).

El departamento de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente del Gobierno vasco ha afirmado que, hablando en términos generales, la zona tardará alrededor de 30 años en regenerarse naturalmente. Entre los problemas medioambientales que produjo el derrumbe, destacan los fuegos que se originaron dentro de la masa de residuos. Dichos incendios produjeron la emisión de dioxinas y furanos, obligando a la población a llevar mascarillas, puesto que son muy perjudiciales para la salud (Rioja, 2022).

5.2.2 INCINERACIÓN

Una instalación de incineración de residuos es según el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, *“cualquier unidad técnica o equipo, fijo o móvil dedicado al tratamiento térmico de residuos con o sin recuperación de calor producido por la combustión; mediante la incineración por oxidación de residuos, así como otros procesos de tratamiento térmico, si las sustancias resultantes por oxidación de residuos, así como otros procesos de tratamiento térmico, si las sustancias resultantes del tratamiento se incineraran a continuación, tales como pirólisis, gasificación y proceso de plasma”*.

En España, de media, se incineran, de media, el 12% de los RSU recogidos, lo que se traduce en algo más de 2 millones de toneladas (Instituto Nacional de Estadística, 2021). Resulta una opción muy interesante puesto que permite reducir el peso de los residuos en un 75% y

su volumen en un 90% (García A. , 2021) a la vez que posibilita el aprovechamiento del calor residual que se genera en la combustión (Valenciano, 2015). Sin embargo, se debe tener en cuenta que, durante el proceso se producen una serie de emisiones que deben ser controladas (Ministerio de Agricultura Alimentación y Medio Ambiente, 2013), como son:

- Partículas de varios tamaños
- Ácidos y otros gases: HCl, HF, HBr, HI, SO₂, NO_x, NH₃...
- Metales pesados: Hg, Cd, Tl, As, Ni, Pb...
- Compuesto de carbono: CO, hidrocarburos (COV), PCDD/F, PCB...

En los últimos años, y gracias a la legislación, se han impuesto medidas y nuevas técnicas que permiten la reducción de dichos elementos a la atmósfera (Iber, 2021). Para evitar la formación de dioxinas y furanos (PCDD/F)¹, es necesario mantener la temperatura de incineración por encima de los 850°C y de manera constante (Valenciano, 2015). El límite de emisión de dichas sustancias es 0,1 ng/Nm³ (García A. , 2021). Adicionalmente, existen otras emisiones que pueden ser reducidas más sencillamente, como son el olor, los gases de efecto invernadero (CO₂ y metano) y el polvo (Ministerio de Agricultura Alimentación y Medio Ambiente, 2013).

El calor y los gases producidos durante la combustión pueden ser aprovechados con dos fines distintos: para la generación de energía térmica o para la generación de energía eléctrica. Para el primer caso existen dos ejemplos muy claros desarrollados en Europa:

- **Incineradora Spittelau** (Figura 21): esta incineradora está situada en la ciudad de Viena. Los gases producidos permiten aportar calefacción a más de 150.000 viviendas y 3.000 edificios públicos (Valenciano, 2015). La escoria obtenida en el proceso también se reutiliza como material de construcción. Por otro lado, los restos

¹ “Las dioxinas y los furanos son una familia de productos químicos complejos que contienen una sustancia denominada clorina. Son sustancias tóxicas a niveles muy bajos. [...] La exposición excesiva a las dioxinas y furanos puede causar efectos significativos sobre la salud humana, afectando a órganos importantes como el corazón, el sistema inmune, hígado, piel y glándula de tiroides, llegando incluso a provocar cáncer reproductivo” (PRTR España, Dioxinas y Furanos (PCDD+PCDF), s.f.)

de ceniza y filtros se envasan y se envían a disposición final. Una de las cosas que más destaca de esta planta es su diseño y arquitectura, realizada por el ambientalista Friedensreich Hundertwasser tras un gran incendio en 1987. Combinando con el diseño, el impacto ambiental que tiene la incineradora es muy bajo. Bien lo demuestra el hecho de que los cernícalos crean lugares de anidación debajo de la bola de la incineradora, junto a la chimenea (Wien Energie, s.f.).



Figura 21: Imagen de la Incineradora Spittelau (Fuente: Wien Energie, s.f.)

- **CopenHill:** esta planta de incineración se encuentra en Copenhague y se encarga de tratar 440.000 toneladas de residuos y transformarlo en electricidad y calefacción que llega a más de 150.000 hogares. Adicionalmente, destaca que su arquitectura se adapta al medio e incorpora una pista de patinaje y escalada (Seguí, 2020).



Figura 22: Imagen de la Incineradora CopenHill (Fuente: Seguí, 2020)

En el caso de aprovechar el calor para generar electricidad, el procedimiento seguido consiste en llevar los gases a una caldera de recuperación, donde se evapora el agua que impulsa una turbina de vapor, que se emplea para producir energía eléctrica (García A. , 2021).

5.2.3 PIRÓLISIS

Se entiende como pirólisis a la degradación térmica de la materia en ausencia total de oxígeno, a diferencia de la incineración, en la que sí hace falta oxígeno. Existen diversos tipos de pirólisis. En todos ellos, tras una dosificación y alimentación de la materia prima, se produce la descomposición de la masa orgánica al elevar la temperatura, generalmente, entre los 350°C y los 650°C. El proceso químico seguido puede ser definido como complejo, puesto que se llevan a cabo una serie de reacciones de las que dependen muchos factores como puede ser la composición de la materia, la velocidad de calentamiento y de enfriamiento, la temperatura... (Klug, 2012; Urien, 2013).

Al finalizar el proceso, se obtienen una serie de productos. Por un lado, se forma un gas de síntesis constituido principalmente por hidrógeno, monóxido de carbono y metano, con un poder calorífico elevado. Dicho gas, junto con el líquido desprendido, pueden ser aprovechados para generar energía eléctrica. Adicionalmente, se obtiene un sólido a base de carbono denominado coque, que debe ser incinerado a posteriori. Finalmente, la escoria obtenida puede ser reutilizada como combustible de instalaciones industriales. De esta forma, con este proceso se revaloriza cerca del 65% de los RSU (García A. , 2021).

En la siguiente Figura 23 se puede observar un esquema gráfico de los elementos obtenidos y su posible aprovechamiento.

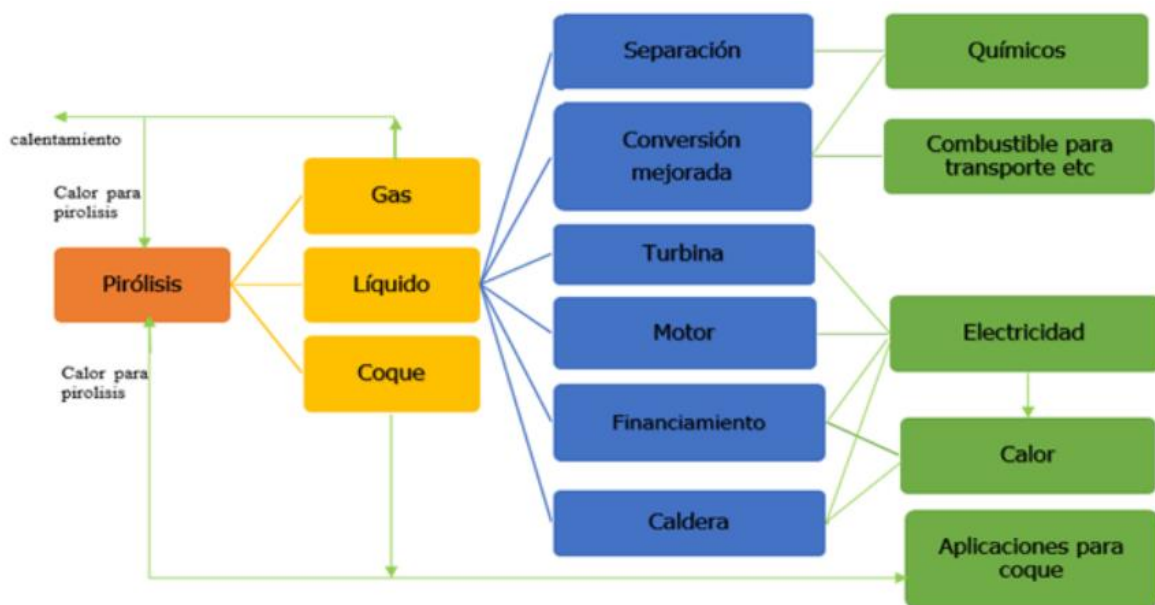


Figura 23: Esquema gráfico de los elementos obtenidos en el proceso de pirolisis y su posible aprovechamiento (Fuente: Afanasjeva, Castillo & Sinisterra, 2018)

El principal inconveniente que presenta esta tecnología es que los residuos deben ser separados y clasificados antes de ser introducidos en el proceso, a diferencia del proceso de gasificación por plasma, lo que eleva significativamente los costes (Iber, 2021).

5.2.4 DIGESTIÓN ANAEROBIA

El proceso de digestión anaerobia consiste en la fermentación de la materia orgánica a través de unos microorganismos que actúan en ausencia de oxígeno. De dicho proceso se obtiene un biogás, formado por metano (50%-70%), dióxido de carbono (30%-50%) y nitrógeno, oxígeno, hidrógeno y sulfuro de hidrógeno en menores proporciones (Acosta & Abreu, 2005). Este biogás, tras ser almacenado en un gasómetro, puede ser aprovechado para la generación de energía, entre otras cosas. Para ello, es necesario el uso de turbinas y motores de combustión interna (Valenciano, 2015).

Adicionalmente al biogás, también se obtiene un lodo formado por los microorganismos. Tras pasar por un proceso de deshidratación, este elemento suele ser reutilizado, sobre todo, como fertilizante (Acosta & Abreu, 2005).

En la Figura 24 se puede observar un esquema de los principales procesos llevados a cabo en la digestión anaerobia.

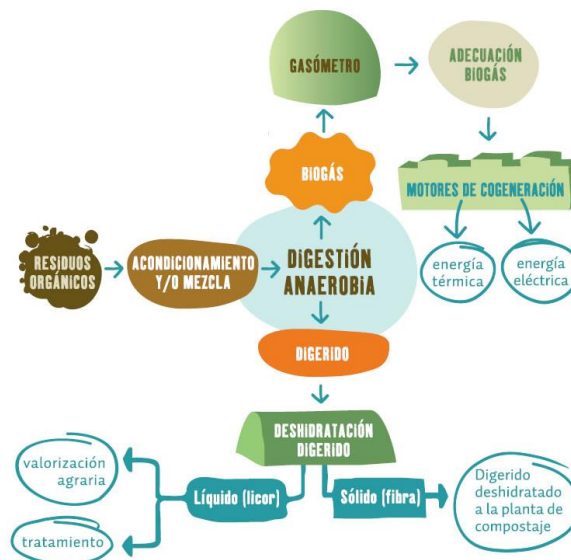


Figura 24: Esquema de los procesos seguidos en la digestión anaerobia (Fuente: Agència de Residus de Catalunya, 2009)

El gran inconveniente que presenta esta tecnología es que requiere una clasificación y separación previa de los residuos, lo que aumenta significativamente los costes (Iber, 2021). Adicionalmente, la cantidad de hidrógeno que posee el biogás obtenido es muy pequeño, por lo que no resulta interesante para este proyecto.

5.2.5 GASIFICACIÓN POR PLASMA

Como se explicó en el apartado de La Gasificación por Plasma, este proceso consiste en la disociación de las moléculas de los residuos. Dicha disociación se produce al elevar la temperatura de un gas inerte por encima de los 5000°C y hacerlo fluir por un campo eléctrico, formado por dos electrodos (Iber, 2021).

De los residuos introducidos en la vasija donde tiene lugar todo el proceso, se obtienen dos productos. Por un lado, de la materia orgánica se obtienen un gas de síntesis, denominado syngas, rico en hidrógeno y dióxido de carbono. Parte de este syngas se reutiliza en la planta de gasificación y el resto puede ser utilizado con diversos fines: desde la generación de energía eléctrica con pilas de combustible, pasando por combustionar vehículos impulsados con hidrógeno, a ser inyectado en la red de gas natural. Por otro lado, la materia inorgánica de los residuos se transforma en una especie de masa vitrificada, que no contiene dioxinas ni furanos (García A. , 2021).

La gran ventaja que presenta esta tecnología es que es respetuosa con el medio ambiente y no genera cenizas y subproductos tóxicos. Adicionalmente, y contrario a los otros sistemas de valorización energética, no requiere una clasificación y separación previa de los residuos, sino que admite cualquier tipo, ya sea urbano, forestal o agrícola (Valenciano, 2015). Sin embargo, los resultados obtenidos sí dependen de los compuestos de los residuos. Cuanta más materia orgánica, más syngas se obtendrá y cuanta más materia inorgánica, más escoria. Por ello, puede resultar conveniente realizar una clasificación inicial de los residuos a fin de hacer más eficaz el proceso (García A. , 2021).

5.3 TIPOS DE RESIDUOS

Existen diversos tipos de residuos y en este trabajo se analizarán, para la región del País Vasco, tres de ellos:

- Residuos sólidos urbanos
- Residuos forestales
- Residuos agrícolas

5.3.1 RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS (RSU)

La ley de residuos 10/1998, de 21 de abril, define los residuos urbanos o municipales como *“los generados en los domicilios particulares, comercios, oficinas y servicios, así como todos aquellos que no tengan la calificación de peligrosos y que por su naturaleza o composición puedan asimilarse a los producidos en los anteriores lugares o actividades”*.

También incluye dentro de la definición:

- *“Residuos procedentes de la limpieza de las vías públicas, zonas verdes, áreas recreativas y playas”*.
- *“Animales domésticos muertos, así como muebles, enseres y vehículos abandonados”*.
- *“Residuos y escombros procedentes de obras menores de construcción y reparación domiciliaria”*.

Los RSU están constituidos, en términos medios, por un 49% de materia orgánica aprovechable y un 6% de materiales reciclables. El 45% restante se considera como fracción resto (Valenciano, 2015).

En la Figura 25 se muestra la cantidad de residuos generados, en kilogramos, por cada habitante en el año 2003 y 2020 en los distintos países europeos.

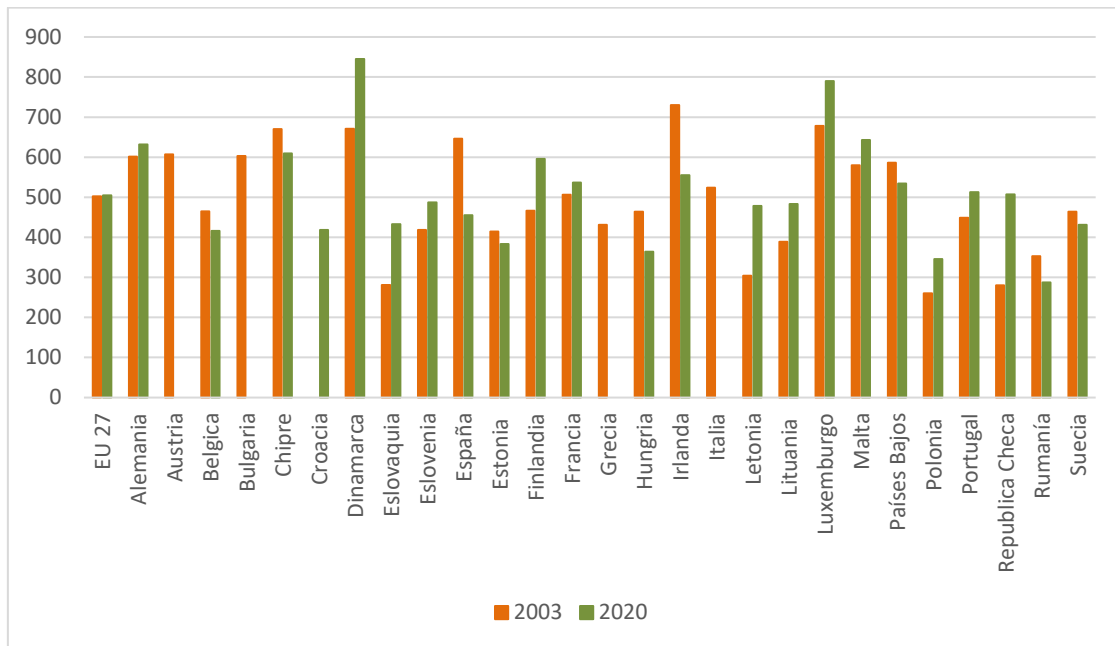


Figura 25: Gráfica indicadora de la producción de RSU (Kg/habitante) en el año 2003 y 2020 (Fuente: Eustat, 2022b)

Como se puede observar en la Figura 25, en términos generales, la cantidad de RSU generados ha disminuido con respecto en el año 2003. Lo que sugiere la existencia de una mayor concienciación medioambiental por parte de la población, que ahora produce menos residuos. En el caso de España, en el año 2020, cada habitante produjo 475 Kg. Es decir, en total se generaron 22,5 millones de toneladas de RSU (Eustat, 2022b).

Más concretamente, en el Figura 26 se puede observar la evolución de los residuos urbanos, en kilogramos por habitante, de la Comunidad Autónoma del País Vasco desde el año 2003 hasta el año 2020.

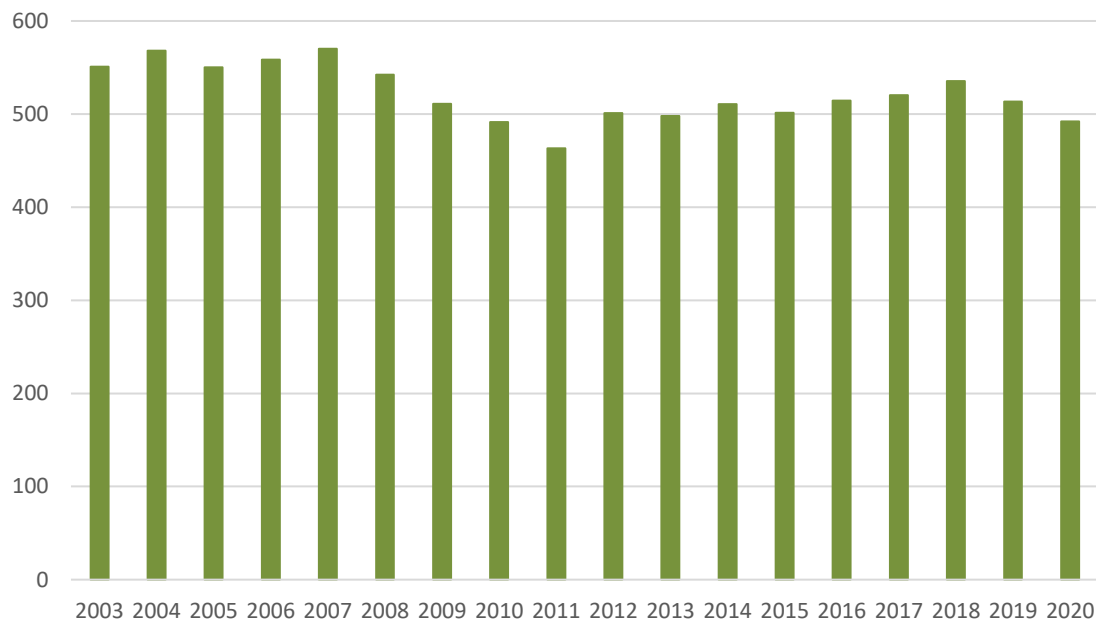


Figura 26: Evolución de los residuos urbanos (Kg/habitante) generados en la C.A. del País Vasco desde el año 2003 hasta el 2020 (Fuente: Eustat, 2022b)

Como se puede observar, la cantidad de residuos en la actualidad ha disminuido con respecto a la del año 2003, lo que corrobora lo mencionado anteriormente. Sin embargo, a pesar de la tendencia descendente que se muestra durante los primeros años, a partir del 2012 se experimenta un crecimiento que se ha visto erradicado en los últimos dos años. En el año 2020, cada habitante del País Vasco generó una cantidad de 492 Kg, por encima del valor español (475 Kg) y un poco por debajo del valor europeo (505 Kg). Si se realiza la media de todos los años analizados, la cantidad de RSU producidos por persona en dicha comunidad autónoma es 522 Kg, mientras que la media europea se sitúa en 498,9 Kg. Teniendo en cuenta que en el año 2020 el País Vasco estaba habitado por 2.189.372 personas y cada una de ellas generó 492 Kg de RSU, en total se produjeron 1.077.171,024 toneladas de RSU (Eustat, 2022b).

En este proyecto, sólo se tendrán en cuenta aquellos RSU que van a parar a vertederos controlados. En el año 2020, de los 492 Kg de RSU que genera cada habitante vasco, 93 Kg fueron a parar a vertederos. Por lo que, en total, 203.611,596 toneladas de RSU se recogieron en vertederos de la comunidad (Eustat, 2022a).

Se considera que la materia orgánica de los RSU, que serán introducidos en la planta de gasificación por plasma, tiene una capacidad calorífica de 3.000 kcal/kg, con lo que se obtiene:

$$203.611,596 \frac{t}{año} \cdot 1000 \frac{kg}{t} \cdot 3000 \frac{kcal}{kg} \cdot \frac{1 años}{8760 h} = 69,73 \text{ Gcal/h}$$

Teniendo en cuenta que 1Gcal/h corresponde con 1,163 MW, se obtiene:

$$69,73 \frac{\text{Gcal}}{h} \cdot \frac{1,163 \text{ MW}}{1 \frac{\text{Gcal}}{h}} = 81,1 \text{ MW}$$

Es decir, con los RSU generados en el País Vasco, la planta de gasificación por plasma podría producir 81,1 MW a la hora, sin tener en cuenta ningún tipo de rendimiento.

5.3.2 RESIDUOS FORESTALES

Los residuos forestales son aquellos que se obtienen al realizar las operaciones de mantenimiento, cuidado y aprovechamiento de las masas forestales y vegetales (cortas, podas, limpiezas...). Suelen tener un escaso, por no decir nulo, valor de utilidad y transformación en otros productos. Sin embargo, su recogida es muy importante puesto que disminuye considerablemente el riesgo de propagación de plagas y de inicio y propagación de incendios forestales (Agencia Extremeña de la Energía, s.f.).

Los incendios forestales tienen graves consecuencias medioambientales y también sobre la población civil y sus bienes. En España se producen, hablando en términos medios, 11.341 siniestros y 22 grandes incendios (> 500 hectáreas), afectando a 96.592,57 hectáreas de superficie forestal, es decir, a un 0,347% de la superficie forestal total nacional (Centro de Coordinación de la Información Nacional sobre Incendios Forestales, 2021). De ahí la importancia de tratar los residuos forestales, con el fin de que estas cifras disminuyan.

De las 722.940 hectáreas de superficie que tiene la Comunidad Autónoma del País Vasco, un 68% corresponde a superficie forestal. Es decir, 490.051 hectáreas de la comunidad están

formadas por superficie arbolada y desarbolada (pastizal, matorral y roquedos), distribuido provincialmente como se muestra en la Tabla 3 (HAZI, 2020a).

	<i>ALAVA</i>	<i>BIZKAIA</i>	<i>GIPUZKUA</i>	<i>CAPV 2020</i>
Sup. Forestal (ha)	188.837	158.025	143.189	490.051
Sup. Total (ha)	303.613	221.489	197.838	722.940
%	62,2	71,35	72,37	67,79

Tabla 3: Superficie total y forestal de la Comunidad Autónoma del País Vasco (Fuente: HAZI, 2020a)

La especie más abundante en los bosques vascos es el pino, concretamente el pino radiata, que ocupa una superficie de 109.440 hectáreas (un 28% de la superficie arbolada total). Adicionalmente, también es la especie más tratada, puesto que representa entre el 80% y el 85% de las cortas anuales (HAZI, 2020a).

En la Figura 27 se puede observar una imagen de una zona de pinos radiatas en la provincia de Vizcaya.

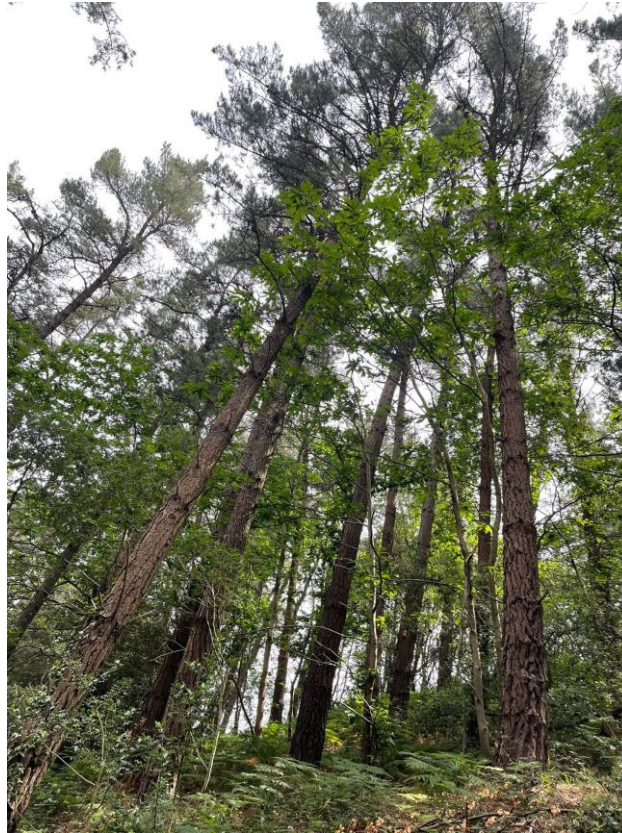


Figura 27: Imagen de un pinar en Vizcaya antes de realizar la corta. (Fuente: Javier Ruiz Ochoa, agente forestal de la Diputación Foral de Bizkaia)

Sin embargo, los residuos generados en el proceso no son recogidos ni reutilizados. Sólo se recogen aquellos troncos, sin ramas, con un diámetro superior a 7 cm. El resto de material verde y leñoso se deja en el monte como abono por el alto precio de recogida. Es decir, prácticamente no se recoge lo que se puede considerar como residuos forestales.

En la Figura 28 se pueden observar una serie de imágenes de lo que queda en los suelos forestales al finalizar el proceso de corta en un monte de la provincia de Vizcaya.



Figura 28: Residuos no recogidos tras la corta de un pinar en la provincia de Vizcaya (Fuente: Javier Ruiz Ochoa, agente forestal de la Diputación Foral de Bizkaia)

Por otro lado, en la Figura 29 se puede observar las partes que sí son recogidas a través de un tractor forestal, que arrastra los troncos con un cable.



Figura 29: Partes recogidas en la corta de un pinar en la provincia de Vizcaya (Fuente: Javier Ruiz Ochoa, agente forestal de la Diputación Foral de Bizkaia)

Por otro lado, las superficies frondosas, es decir, aquellas pobladas por robles y hayas, no son explotadas en el País Vasco. Generalmente se emplean para obtener madera solicitada por particulares. Los residuos generados en dicho proceso no son gestionados. Los árboles y ramas secas tampoco son retirados.

Finalmente, cabe destacar a los eucaliptos, cuya extensión aumenta cada año. En el año 2020 ocupaban una superficie de 23.072 hectáreas, con una estimación de crecimiento entre 500 y 700 hectáreas anuales (HAZI, 2020a). Desde hace unos pocos años, se recogen los residuos generados por esta especie con una maquinaria especial que los compacta en forma cilíndrica

con un diámetro cercano al metro para, posteriormente, ser incinerados. Estos restos de eucaliptos sí deben ser retirados, por norma, puesto que el eucalipto no se planta de nuevo, sino que brota de los tocones antiguos de los árboles. Para que esto suceda, es necesario eliminar todo el ramaje, ya que, si los tocones están tapados, no rebrotan.

En la Figura 30 se puede observar los residuos de los eucaliptos compactados en forma cilíndrica, mientras que en la Figura 31 se observa un rebrote de un eucalipto.



Figura 30: Residuos forestales de eucalipto recogidos con una máquina empacadora cilíndrica (Fuente: Javier Ruiz Ochoa, agente forestal de la Diputación Foral de Bizkaia)



Figura 31: Rebrote de un eucalipto (Fuente: Javier Ruiz Ochoa, agente forestal de la Diputación Foral de Bizkaia)

El Área Forestal de HAZI Fundazioa en su documento “Previsiones generales de producción de biomasa forestal no maderable en los próximos 20 años en la CAPV” del año 2020, realiza una estimación, tanto inferior como superior, de la biomasa forestal disponible en el País Vasco, tal y como se muestra en la Tabla 4.

	<i>Estimación inferior biomasa (m³)</i>	<i>Estimación superior biomasa (m³)</i>
Álava	771.336,10	1.051.862,87
Bizkaia	5.006.138,85	6.826.552,97
Gipuzkoa	2.905.381,50	3.961.883,87

Total general	8.682.886,46	11.840.299,71
----------------------	---------------------	----------------------

Tabla 4: Estimación superior e inferior en m³ de la biomasa disponible en la comunidad autónoma del País Vasco (Fuente: HAZI, 2020b)

Como estimación, la cantidad de residuos forestales que se generan en el País Vasco son 34.239 toneladas secas (PTE-HPC, s.f.). Se considera que poseen un poder calorífico de 4300 kcal/kg (Valenciano, 2015). Teniendo en cuenta todos estos residuos, se puede calcular, de forma estimada, la cantidad de energía que sería capaz de producir la planta de gasificación por plasma.

$$34.239 \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{ton}} \cdot 4300 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ h}} = 16,81 \text{ Gcal/h}$$

$$16,81 \frac{\text{Gcal}}{\text{h}} \cdot \frac{1,163 \text{ MW}}{1 \frac{\text{Gcal}}{\text{h}}} = 19,55 \text{ MW}$$

Sin embargo, debido a la inexistencia de periodos de recogida de dichos residuos y a la incertidumbre de los datos recogidos, es muy difícil determinar qué cantidad de residuos forestales está realmente disponible para ser trasladada a la planta de gasificación por plasma.

5.3.3 RESIDUOS AGRÍCOLAS

SMV (2020) define como residuos agrícolas aquellos restos y desechos que resultan de las actividades de la agricultura y cultivo. Se pueden presentar tanto en estado sólido como líquido. Los residuos más comunes son los restos de cereales, frutales, fibras textiles, semillas y los plásticos usados para la agricultura intensiva. Es muy importante llevar a cabo una buena gestión de estos residuos para evitar:

- La emisión de gases tóxicos debido a la quema incontrolada y mal gestionada de los residuos.

- La propagación de plagas causadas por el abandono de los residuos, que puede atraer a roedores e insectos.
- La contaminación de suelos y aguas superficiales y subterráneas.
- La interferencia con otras actividades agrícolas.

En la Figura 32 se puede muestra la producción agrícola de la comunidad autónoma del País Vasco y en cada una de sus provincias por tipo de cultivo en el año 2020.

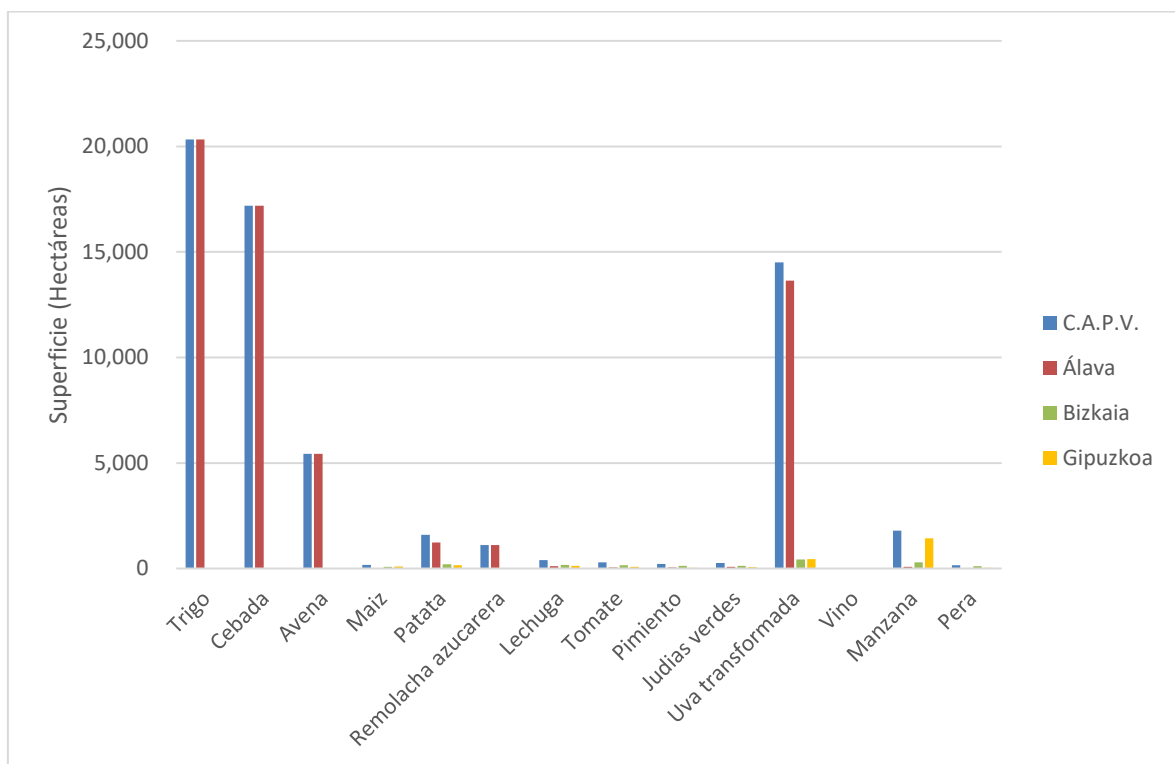


Figura 32: Producción agrícola de la C.A. del País Vasco por tipo de cultivo según territorio histórico. 2020. (Fuente: Eustat, 2021)

Como se puede observar, los mayores cultivos son de trigo, cebada y uva y la provincia donde más actividad agrícola se lleva a cabo es Álava. En las otras dos provincia, Vizcaya y Gipuzkoa, en comparación con Álava, es muy poca la producción agrícola. Con ello, se concluye que la mayor cantidad de los residuos agrícolas generados provienen de la provincia de Álava.

En el año 2020, en la comunidad autónoma del País Vasco, se generaron un total de 106.327 toneladas de residuos agrícolas. Dentro de esa cantidad, un 55,34% (58.842 toneladas) fue reciclado y reutilizado como compostaje y un 14,15% (15.050 toneladas) se empleó para valorización energética. El 30,51% restante, es decir, 32.435 toneladas, son las que se pueden emplear en este proyecto en la planta de gasificación por plasma para obtener hidrógeno (Gobierno Vasco, 2020).

Se considera que el poder calorífico de los residuos agrícolas es de 3700 kcal/kg (Iber, 2021). Conociendo este dato, se puede determinar la cantidad de energía que la planta de gasificación por plasma podría generar a partir de las 32.435 toneladas de residuos agrícolas:

$$32.435 \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) \cdot 1000 \frac{\text{kg}}{\text{ton}} \cdot 3700 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ h}} = 13,7 \text{ Gcal/h}$$

$$13,7 \frac{\text{Gcal}}{\text{h}} \cdot \frac{1,163 \text{ MW}}{1 \frac{\text{Gcal}}{\text{h}}} = 15,93 \text{ MW}$$

Una de las características primordiales de los residuos agrícolas es su carácter estacional, es decir, sólo se encuentra disponible en algunas épocas del año. Es por esta razón por la que se ha decidido no considerar todos los residuos agrícolas a la hora de dimensionar la planta de gasificación.

5.4 RESUMEN DE LOS RESIDUOS

Una vez analizados los tipos de residuos en la comunidad autónoma del País Vasco, se ha concluido que, principalmente, se tendrán en cuenta los RSU, puesto que son los que aportan un valor más estable y fiable en su producción diaria:

$$RSU = 203.611,596 \text{ t/año}$$

Adicionalmente, se considera un 20% adicional teniendo en cuenta la variación de RSU que puede haber y la posible incorporación de algunos residuos forestales y agrícolas, puesto que entre los objetivos de este trabajo se incluye el darles un uso a esos residuos e ir

incorporándolos poco a poco en la planta de gasificación. Adicionalmente, también es importante incorporar un margen por un posible incremento de los RSU generados anualmente y que la planta debe ser capaz de tratar. El valor de 20% ha sido determinado como redondeo de la proporción entre los residuos forestales y los RSU (16,81%) y entre los residuos agrícolas y los RSU (15,93%). Teniendo todo esto en cuenta, se obtiene un total de:

$$\text{Residuos} \left(\frac{t}{\text{año}} \right) = 203.611,596 \frac{t}{\text{año}} \cdot 120\% = 244.333,91 t/\text{año}$$

Como la planta de gasificación por plasma trabajará diariamente, resulta conveniente calcular los residuos que tratará cada día:

$$\text{Residuos} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) = \frac{244.333,91 t/\text{año}}{365 \text{ días/año}} = 669,41 t/\text{día}$$

Este valor calculado corresponde a una aproximación inicial, que más tarde en el Capítulo 6: Instalación de la Planta de Gasificación por Plasma, se desarrollará con más detalle y precisión.

Capítulo 6. INSTALACIÓN DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

6.1 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

El estudio de este trabajo se va a centrar en la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia del País Vasco. Dicha central se encuentra situada en el Puerto Exterior de Bilbao, en Punta Lucero (Zierbena). De forma colindante, se encuentra la planta de gasificación Bahía Bizkaia Gas, la encargada de suministrar el gas natural a la central de ciclo combinado.

Debido a que el hidrógeno generado en la planta de gasificación por plasma se empleará como sustituto de una cierta cantidad de gas natural tanto en la central de ciclo combinado, como en la red de distribución de gas natural, resultaría muy interesante situar la planta en las proximidades del Puerto Exterior de Bilbao, con el fin de minimizar los costes de transporte de hidrógeno lo máximo posible.

6.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA

Como bien se ha desarrollado en los apartados anteriores, de forma aproximada, se espera que anualmente se generen 244.333,91 toneladas anuales, teniendo en cuenta los residuos sólidos urbanos, además de una parte de los residuos forestales y agrícolas. Adicionalmente, también se ha considerado un pequeño margen para posibles incrementos en la producción de RSU.

Sin embargo, dentro de esa cantidad, sólo es constante la recepción de los residuos sólidos urbanos, que anualmente es 203.611,596 toneladas. Se desconocen los valores exactos percibidos cada mes, por ello, se realiza una estimación y se supone que la recogida mensual de RSU en el País Vasco es constante, con un valor de 16.967,63 toneladas.

Por otro lado, los residuos forestales y agrícolas poseen la característica de ser residuos estacionales, es decir, no se generan de manera constante a lo largo del año. A ello, hay que sumarle que, en el País Vasco, muchos de los residuos forestales no son recogidos. A pesar de todo, dichos residuos, tanto los forestales como los agrícolas, tienen la gran ventaja de que pueden ser almacenados. A diferencia de los RSU, que deben ser tratados directamente tras su recogida, los otros dos tipos se pueden mantener en reserva y hacer uso de ellos en aquellos momentos en los que sean necesarios (Iber, 2021).

Si se suman los residuos agrícolas y forestales, la cantidad resultante es, aproximadamente, 66.000 toneladas. Ninguno de los dos tipos sigue una producción regular. Sin embargo, podría decirse que los agrícolas son más estables, puesto que, al menos, son recogidos. Es por ello por lo que se estima que, en la planta de gasificación por plasma, hablando en términos anuales, se puede incorporar cerca de un 50% del conjunto de residuos agrícolas y forestales.

$$\begin{aligned} \text{Residuos} \left(\frac{t}{\text{año}} \right) &= 203.611,596 \frac{t \text{ RSU}}{\text{año}} + 50\% \cdot 66.674 \frac{t \text{ otros residuos}}{\text{año}} \\ &= 236.948,596 t/\text{año} \end{aligned}$$

Los residuos forestales pueden ser recogidos en los meses previos a la época de verano (entre abril y junio). Esto permitiría recoger la mayor cantidad posible, puesto que es durante el invierno cuando más residuos se generan. Adicionalmente, retirar los residuos de las superficies forestales antes de las épocas más secas y calurosas del año, permitiría reducir considerablemente el riesgo de propagación de incendio.

Por otro lado, se estima que la planta de gasificación por plasma no trabajará todos los días. Por diversos motivos, como pueden ser los días festivos y operaciones de reparación y mantenimiento, funcionará un total de 335 días en un año. Es decir, que 30 días al año estará inoperativa. Teniendo esto en cuenta, se puede determinar la cantidad diaria que se tratará:

$$\text{Residuos} \left(\frac{t}{\text{día}} \right) = \frac{236.948,596 t/\text{año}}{335 \text{ días/año}} \approx 708 t/\text{día}$$

Como los cálculos realizados suponen una estimación, es recomendable establecer un margen de seguridad en cuanto a la capacidad de la planta. Esto permitirá actuar sin ningún problema en aquellos casos en los que sea necesario una mayor producción. Es por ello por lo que, finalmente, se fija como capacidad de la planta de gasificación por plasma un flujo de **750 toneladas diarias**.

6.3 RECUPERACIÓN DE CALOR. EL CICLO DE RANKINE

A la salida de la vasija del proceso de gasificación, el syngas obtenido sale a una temperatura cercana a los 1.000°C. Es necesario reducir dicha temperatura, puesto que las etapas restantes del proceso no soportarían tan alta temperatura.

Sin embargo, resulta una opción interesante el hecho de aprovechar la potencia calorífica del syngas de salida para hacer funcionar un ciclo de Rankine, como el que se muestra en Figura 33.

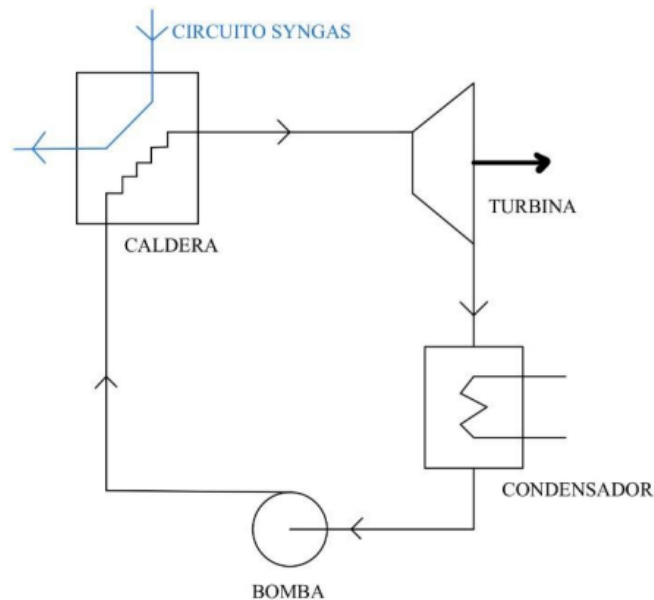


Figura 33: Esquema del Ciclo de Rankine (Fuente: Iber, 2021)

Dicho ciclo termodinámico puede ser empleado con dos fines (Valenciano, 2015):

- Para generar electricidad que puede ser empleada tanto para los procesos internos de la planta de gasificación como fuente de alimentación de la antorcha de plasma.
- Para secar los residuos antes de ser introducidos en la vasija a través de un condensador. Al secar los residuos se incrementa su calidad y, consecuentemente, su poder calorífico.

6.3.1 SECADO DE LOS RESIDUOS

El calor requerido para ello se puede determinar de la siguiente manera:

$$Q = \dot{m}_{vapor} \cdot L_{H_2O}$$

Donde \dot{m}_{vapor} es el gasto másico de la humedad a eliminar y L_{H_2O} es el calor latente de vaporización del agua y tiene un valor de 2.255 kJ/kg. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que, para secar los residuos, se reduce de un 20% a un 5% su humedad (Iber, 2021).

Se había determinado que diariamente la planta de gasificación tratará unas 708 toneladas de residuos. Ello implica que, a la hora, se tratarán 29,5 toneladas o, lo que es lo mismo, 29.500 kg. Por consiguiente, el gasto másico de la humedad a eliminar es:

$$\dot{m}_{vapor} = (0,2 - 0,05) \cdot 29.500 \frac{kg}{h} = 4.425 \frac{kg}{h}$$

Por consiguiente, se determina que el calor necesario para secar los residuos será:

$$Q = \dot{m}_{vapor} \cdot L_{H_2O} = 4.425 \frac{kg}{h} \cdot 2.255 \frac{kJ}{kg} = 9.978.375 \frac{kJ}{h} = 2.771,77 \text{ kW}$$

Este calor, necesario para secar los residuos, es el que procede del condensador del ciclo de Rankine. Por ello, este valor es el que se tomará como base para dimensionar dicho ciclo.

6.3.2 CONDENSADOR

Como bien se ha comentado con anterioridad, el condensador es el encargado de ceder el calor del ciclo del agua a los residuos con el fin de secarlos. Esto sucede gracias a una

reducción de la entalpía, con la que se libera el calor. Adicionalmente, también es el lugar donde el agua debe pasar de estado gaseoso (vapor saturado) a líquido (líquido saturado) para que la siguiente etapa, la bomba, funcione adecuadamente. Si a la entrada de la bomba existe vapor de agua, pueden surgir problemas de cavitación (Valenciano, 2015).

El calor necesario para secar los residuos, calculado en el apartado anterior, es 2.771,77 kW. Es decir, que el calor cedido por el condensador debe ser, como mínimo, dicho valor.

$$Q_{cond} \geq 2.771,77 \text{ kW}$$

Se debe tener en cuenta que, de manera genérica, los condensadores suelen tener un rendimiento del 90%. Aplicándolo, se obtiene:

$$Q_{cond} \geq \frac{2.771,77 \text{ kW}}{90\%}$$

$$Q_{cond} \geq 3.079,74 \text{ kW}$$

Como a la entrada del condensador el agua es vapor saturado y, a la salida, es líquido saturado, a través de las tablas de las propiedades del agua, es posible determinar las propiedades del agua a la entrada y a la salida del condensador, mostradas en la Tabla 5.

<i>Punto</i>	<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Presión (bar)</i>	<i>Entalpía (kJ/kg)</i>
Entrada Condensador	41,51	0,08	2.576,2
Salida Condensador	41,51	0,08	173,84

Tabla 5: Valores de funcionamiento del condensador (Fuente: elaboración propia)

Una vez determinados los datos de funcionamiento y el calor mínimo que debe ser intercambiado, se puede calcular el gasto másico de agua que se debe emplear en el ciclo de Rankine.

$$Q_{cond} = \dot{m}_{H_2O} \cdot (h_{e\ cond} - h_{s\ cond}) \geq 3.079,74\ kW$$

Siendo:

- $\dot{m}_{H_2O} \left[\frac{kg}{s} \right]$: gasto másico del agua.
- $h_{e\ cond} \left[\frac{kJ}{kg} \right]$: la entalpía a la entrada del condensador.
- $h_{s\ cond} \left[\frac{kJ}{kg} \right]$: la entalpía a la salida del condensador.

$$\dot{m}_{H_2O} \geq \frac{3.079,74\ kW}{(2.576,2 - 173,84) \frac{kJ}{kg}}$$

$$\dot{m}_{H_2O} \geq 1,28 \frac{kg}{s}$$

Por consiguiente, y por dejar un pequeño margen de seguridad, se establece un gasto másico de 1,35 kg/s o, lo que es lo mismo, 4.860 kg/h. Con este gasto másico se asegura que todos los residuos queden secos.

6.3.3 BOMBA

La bomba es el lugar en el que el agua, que llega en forma de líquido saturado, se expande de forma isentrópica. Es decir, aumenta su presión manteniendo la entropía constante. A la salida, se obtiene agua en forma de líquido comprimido a una presión de 50 bar, que es la presión de trabajo de la caldera de recuperación de calor (Valenciano, 2015; Iber, 2021).

Para que la bombe funcione adecuadamente, requiere de un trabajo que la accione y se puede calcular de la siguiente manera:

$$W_{bomba} = v_{e\ bomba} \cdot (P_{s\ bomba} - P_{e\ bomba})$$

Siendo:

- $W_{bomba} \left[\frac{kJ}{kg} \right]$: el trabajo requerido por la bomba para funcionar.

- $v_{e\ bomba} \left[\frac{m^3}{kg} \right]$: volumen específico a la entrada de la bomba. Con las tablas de las propiedades del agua, para una presión de 0,08 bar y teniendo en cuenta que, a la entrada de la bomba, el agua se encuentra en estado de líquido comprimido, el volumen específico tiene un valor de $0,0010085\ m^3/kg$.
- $P_{s\ bomba} [bar]$: presión del agua a la salida de la bomba. Tiene un valor de 50 bar.
- $P_{e\ bomba} [bar]$: presión del agua a la entrada de la bomba. Tiene un valor de 0,08 bar.

$$W_{bomba} = 0,0010085 \frac{m^3}{kg} \cdot (50 - 0,08) bar = 5,03 \frac{kJ}{kg}$$

Dicho trabajo de la bomba también se puede expresar como:

$$W_{bomba} = (h_{s\ bomba} - h_{e\ bomba})$$

Donde $h_{s\ bomba}$ es la entalpía a la salida de la bomba y $h_{e\ bomba}$, la entalpía a la entrada. De ella se obtiene que $h_{s\ bomba}$ es $178,87 \frac{kJ}{kg}$.

Con las tablas de propiedades del agua, se obtienen las condiciones de salida de la bomba, tal y como se puede observar en la Tabla 6. Las condiciones de entrada de la bomba son las mismas que las condiciones de salida del condensador.

<i>Punto</i>	<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Presión (bar)</i>	<i>Entalpía (kJ/kg)</i>
Entrada bomba	41,51	0,08	173,84
Salida bomba	41,66	50	178,87

Tabla 6: Valores de funcionamiento de la bomba (Fuente: elaboración propia)

Una vez conocidas las condiciones de entrada y salida, es posible calcular el trabajo necesario, expresado en kW:

$$W_{bomba} = m_{H_2O} \cdot (h_{s\ bomba} - h_{e\ bomba}) = 1,35 \frac{kg}{s} \cdot 5,03 \frac{kJ}{kg} = 6,79 kW$$

Teniendo en cuenta que el rendimiento de la bomba es del 90%, el trabajo real necesario para accionarla es:

$$W_{bomba} = \frac{6,79}{90\%} = 7,54 kW$$

6.3.4 CALDERA DE RECUPERACIÓN DE CALOR

Como bien afirma Valenciano (2015), la caldera de recuperación de calor es un intercambiador de calor entre dos ciclos independientes, es decir, que no se mezclan, en el que uno de ellos cede calor al otro. Para lograr la máxima transferencia de calor, circularán a contracorriente. Los ciclos en cuestión son:

- El ciclo del syngas. Es el que cede el calor. A la entrada, como bien se ha comentado con anterioridad, el gas de síntesis tiene una temperatura cercana a los 1.000°C. Tras ceder el calor al otro ciclo, la temperatura de salida rondará los 600°C.
- El ciclo de agua de Rankine. Es el que recibe el calor. Gracias a dicho calor el agua pasa de encontrarse en estado líquido a gaseoso. Es decir, de la caldera sale vapor de agua.

El calor cedido de un ciclo a otro puede ser calculado de la siguiente forma, suponiendo la temperatura de entrada del syngas 1.000°C y la de salida 600°C:

$$Q = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T$$

Siendo:

- Q [MW]: el calor cedido de un ciclo a otro.
- \dot{m} [kg/h]: gasto másico. Indica la cantidad de residuos tratados en la planta de gasificación por plasma por hora, cuyo valor es 29.500 kg/h.

- $C_p \left[\frac{kJ}{kg \cdot K} \right]$: calor específico. Se considerará el del monóxido de carbono, puesto que es uno de los mayores componentes del syngas. Su valor es $1,04 \frac{kJ}{kg \cdot K}$
- $\Delta T [K]$: variación de temperatura. La temperatura de entrada de la caldera del syngas es $1.000^{\circ}C$ ($1.273K$) y la de salida es $600^{\circ}C$ ($873K$)

$$Q = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T = 29.500 \frac{kg}{h} \cdot 1,04 \frac{kJ}{kg \cdot K} \cdot \frac{1 MJ}{1.000 kJ} \cdot (1.273 - 873)K = 12.272 \frac{MJ}{h}$$

$$Q = 12.272 \frac{MJ}{h} \cdot \frac{1 h}{3600 s} \approx 3,41 MW$$

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que las calderas de recuperación de calor suelen tener un rendimiento que ronda el 90%. Por consiguiente, el calor total cedido de un ciclo a otro será:

$$Q = 90\% \cdot 3,41 = 3,068 MW$$

Adicionalmente, como la presión es de 50 bar y conociendo la temperatura, se puede determinar el valor de la entalpía del agua a la salida de la caldera de recuperación. Dicho valor se recoge en la Tabla 7, junto con las características del agua a la entrada de la caldera. Para ello, se ha empleado el diagrama de Mollier del agua.

<i>Punto</i>	<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Presión (bar)</i>	<i>Entalpía (kJ/kg)</i>
Entrada caldera recuperación	41,66	50	178,87
Salida caldera recuperación	600	50	3.666,8

Tabla 7: Valores de funcionamiento de la caldera de recuperación (Fuente: elaboración propia)

6.3.5 TURBINA

La turbina es la encargada de generar electricidad a partir del agua que llega, tras pasar por la caldera de recuperación de calor, en estado de vapor sobrecalentado. Dicha electricidad generada se empleará tanto para accionar la bomba como para distintas etapas en la planta de gasificación por plasma. A la salida de la turbina, el agua se encuentra en estado de vapor saturado, circulando, de nuevo, al condensador.

En la Tabla 8 se muestran las condiciones de entrada y salida del agua en la turbina. Las condiciones de salida se han determinado a partir de las tablas de propiedades del agua.

<i>Punto</i>	<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Presión (bar)</i>	<i>Entalpía (kJ/kg)</i>
Entrada turbina	600	50	3.666,8
Salida turbina	41,51	0,08	2.576,2

Tabla 8: Valores de funcionamiento de la caldera de recuperación (Fuente: elaboración propia)

El trabajo que genera la turbina puede ser calculado de la siguiente forma:

$$W_{turbina} = m_{H_2O} \cdot (h_{e\ turbina} - h_{s\ turbina})$$

$$W_{turbina} = 1,35 \frac{kg}{s} \cdot (3.666,8 - 2.576,2) \frac{kJ}{kg} = 1.472,31\ kW$$

Se debe tener en cuenta que el rendimiento de la turbina ronda el 90%, por lo que el trabajo real generado es:

$$W_{turbina} = 1.472,31 \cdot 0,9 = 1.325,08\ kW$$

6.3.6 RENDIMIENTO Y POTENCIA TOTAL

Para determinar el rendimiento del ciclo de Rankine diseñado es necesario, en primer lugar, calcular el trabajo neto producido. Es decir, al trabajo generado por la turbina hay que restarle el trabajo consumido por la bomba:

$$W_{neto} = W_{turbina} - W_{bomba} = 1.325,08 - 7,54 = 1.317,54 \text{ kW}$$

Por consiguiente, el rendimiento resulta ser:

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_{neto}}{Q_{aportada}} = \frac{W_{neto}}{Q_{caldera}} = \frac{1.317,54 \text{ kW}}{3.068 \text{ kW}} = 0,4294$$

Por consiguiente, el rendimiento del ciclo de Rankine es del 42,94%, un rendimiento adecuado teniendo en cuenta que funciona a partir del aprovechamiento del calor del syngas (Iber, 2021).

Por otro lado, también es posible calcular la energía total producida en un año por el ciclo:

$$E_{ciclo} = 1.317,54 \cdot 335 \text{ días} \cdot \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} = 10.596,02 \text{ MWh}$$

Esta energía se empleará para el consumo de la propia planta de gasificación por plasma.

6.4 HIDRÓGENO PRODUCIDO

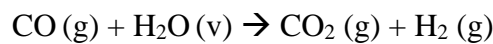
Como ya se había comentado anteriormente (Etapa 5: Neutralización), tras eliminar los sulfuros y los halógenos del syngas obtenido en un principio, la composición del mismo posee una gran proporción de monóxido de carbono en comparación con el hidrógeno, tal y como se muestra en la Tabla 9.

<i>Syngas Limpio</i>	
% CO	77,6

% CO ₂	6,67
% H ₂	4,46
% N ₂	7,11
% H ₂ S	0,00
% Ar	1,22
% H ₂ O	2,93
% CH ₄	0,01

Tabla 9: Composición del syngas limpio (Fuente: Valenciano, 2015)

Para incrementar la cantidad de hidrógeno y reducir la de monóxido de carbono, es necesario llevar a cabo una reacción Shift. A través de un catalizador de hierro, el monóxido de carbono, reaccionando con agua, se transforma en hidrógeno y dióxido de carbono, siguiendo una relación estequiométrica 1:1 (Valenciano, 2015).



Al hidrógeno producido en la reacción, se le debe sumar la cantidad de hidrógeno que contienen el syngas inicialmente. De esta forma, se obtiene la cantidad total de hidrógeno generado en el proceso.

El rendimiento en la obtención de hidrógeno total, con respecto a la cantidad de residuos introducidos inicialmente, ronda el 9,9% (Arredondo, 2019). Teniendo esto en cuenta, se calcula:

$$\dot{m}_{\text{H}_2 \text{ total}} = \eta_{\text{H}_2} \cdot \dot{m}_{\text{residuos}} = 0,099 \cdot 29.500 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 2.920,5 \text{ kg/h}$$

6.5 RESUMEN DE OPERACIÓN

A continuación, se muestra en la Tabla 10 un resumen de los residuos que se introducen en la planta de gasificación por plasma y del hidrógeno y energía generada en el proceso.

<i>Gasto másico de residuos introducidos (kg/h)</i>	<i>Gasto másico de hidrógeno generado (kg/h)</i>	<i>Energía Producida (MWh)</i>
29.500	2.920,5	10.596,02

Tabla 10: Resumen de operación de la planta de gasificación por plasma (Fuente: elaboración propia)

6.6 ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno posee la gran ventaja de que es fácil de almacenar gracias a su baja densidad (González, s.f.). Existen diversas formas de almacenar el hidrógeno.

- **Almacenamiento en forma gaseosa (tanques a presión):** el hidrógeno en forma gaseosa puede ser almacenado a presión en botellas de acero o en tanques de fibra de carbono. Para elevar la presión es necesario hacer uso de compresores, que suelen consumir el 12% de la energía del hidrógeno. También es posible almacenar el hidrógeno en cavernas subterráneas a una presión de hasta 50 bar. La principal limitación que presentan es el espacio que ocupan y su peso. Sí es cierto que, al aumentar la presión, el espacio que ocupa el hidrógeno disminuye. Sin embargo, el aumento de presión hace necesario unos depósitos más robustos que soporten la presión. Por ello, siguen ocupando un volumen elevado. Trabajar con un gas almacenado altas temperaturas, puede suponer un gran riesgo en caso de fuga, provocando una explosión. Se suelen fabricar, bajo requisitos muy estrictos, con materiales compuestos de fibras de vidrio, de carbono y aluminio. Adicionalmente, es muy importante que los fabricantes de los tanques de almacenamiento de hidrógeno a presión lleven a cabo pruebas de hidroestaticidad y de fugas. Gracias a

ello, se ha demostrado que presentan un sistema de seguridad muy bueno (González, s.f.; Martínez, 2012; Aguado et al., 2021).

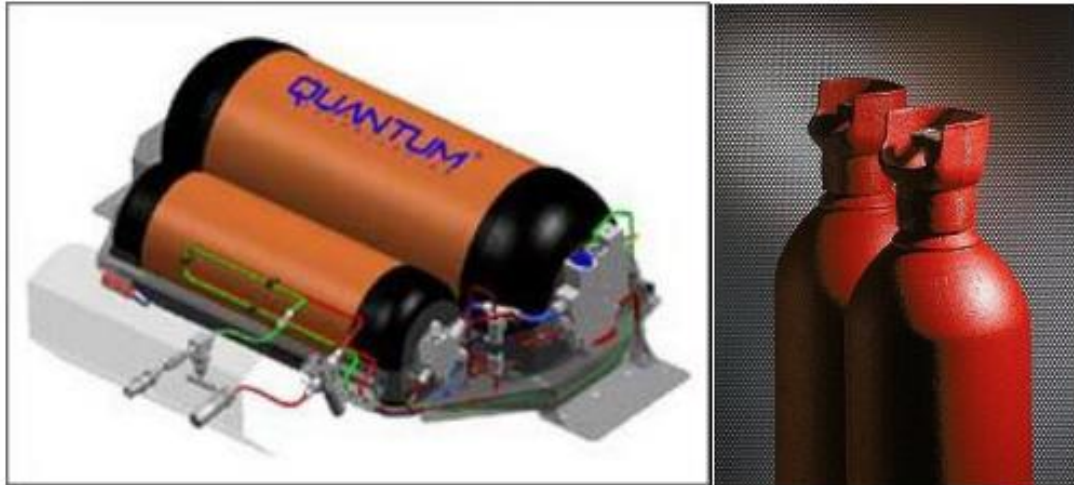


Figura 34: Almacenamiento de hidrógeno gaseoso (Fuente: Martínez Coronado, 2012)

- **Almacenamiento en forma líquida (criogenización):** el hidrógeno se almacena a temperaturas muy bajas (-253°C). Se deben mantener los recipientes aislados por vacío. Durante el proceso de licuación se pierde, hablando en términos genéricos, cerca del 30%-40% de la energía. Esto se debe a que la energía teórica necesaria para licuar el hidrógeno hasta los -253°C es 3,23 kWh/kg y el trabajo técnico es de 15,2 kWh/kg, lo que supone alrededor de la mitad del valor calórico de combustión. Este método de almacenamiento no se emplea comúnmente debido al elevado coste de los tanques al vacío y del mantenimiento de una temperatura tan baja. Sólo es recomendable su uso en aquellos casos en los que el hidrógeno vaya a emplearse en formato líquido (por ejemplo, en estaciones de servicio) (González, s.f.; Iber, 2021; Martínez, 2012).

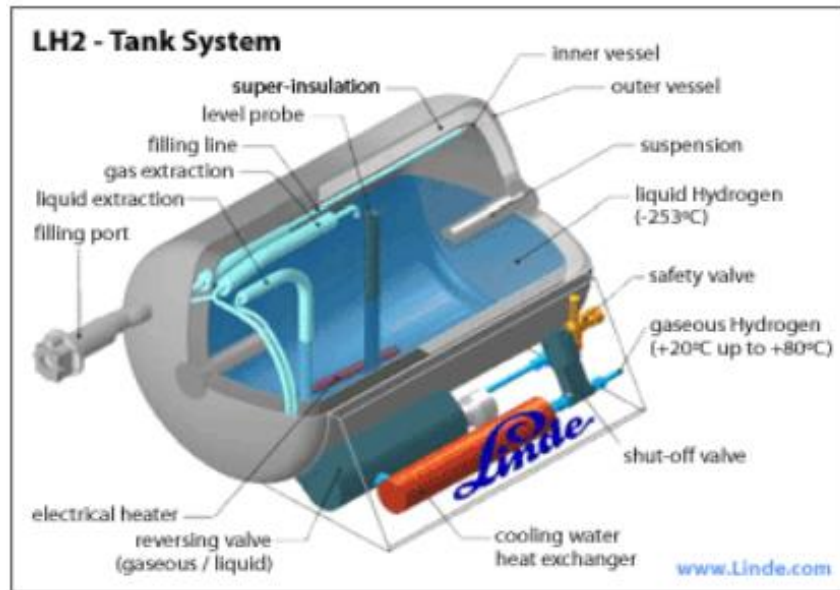


Figura 35: Almacenamiento de hidrógeno líquido (Fuente: Martínez, 2012)

- Almacenamiento en forma sólida (hidruros metálicos):** Los hidruros metálicos son unos metales de transición y aleaciones metálicas que absorben el hidrógeno gaseoso. El proceso consiste en una reacción química en la que hidrógeno es absorbido por la estructura cristalina del metal. Para liberar el hidrógeno en forma gaseosa, es necesario aplicar calor, calentando los tanques y reduciendo la presión. Posee la gran ventaja de que se trata de un método seguro y eficaz que permite almacenar grandes volúmenes. El gran inconveniente que presenta es el elevado peso de los tanques. Por ello, se recomienda su uso en plantas estacionarias (González, s.f.; Martínez, 2012).

Tras analizar los métodos de almacenamiento del hidrógeno, puede resultar que el más atractivo es la opción de almacenamiento en forma sólida. Sin embargo, para el caso concreto de este proyecto, en el que el uso primordial del hidrógeno es en una central de ciclo combinado, la opción que más se ajusta con las necesidades es el almacenamiento gaseoso en tanques a presión. Esto se debe a la situación de funcionamiento en las que se encuentran actualmente las centrales de ciclo combinado, puesto que actúan primordialmente como sistema de generación de energía de respaldo cuando las fuentes de generación de energía renovable no son capaces de satisfacer la demanda. Por ello, el hidrógeno debe estar en todo

momento disponible en su estado de uso, es decir, en estado gaseoso, para ser suministrado a la central de ciclo combinado de manera inmediata cuando se solicite.

Debido a las características de este proyecto, se ha establecido que el hidrógeno producido siguiendo el proceso de gasificación por plasma será almacenado en tanques a presión a 300 bar y 25°C. Al almacenar el hidrógeno bajo esas características, posee las propiedades mostradas en la Tabla 11.

	<i>Energía almacenada</i>			
	Densidad [kg/m ³]	Volumen [kWh/m ³]	Volumen [kWh/Nm ³]	Masa [kWh/kg]
H ₂ Gas (300 bar; 25°C)	20,55	690	3	33,59

Tabla 11: Propiedades del hidrógeno almacenado (Fuente: Linares & Moratilla, 2007b)

Como ya se verá en el Capítulo 8. Implantación del Hidrógeno, se ha estimado que la cantidad de hidrógeno que se debe emplear en la central de ciclo combinado es de 769.815,77 kg, mientras que la cantidad de hidrógeno que se debe inyectar en la red de gas natural es de 18.564.049,35 kg. Teniendo esto en cuenta, se obtiene que, anualmente, se debe almacenar una cantidad total de:

$$\begin{aligned} & \text{Cantidad de hidrógeno a almacenar (kg)} \\ & = 23.480.820 - 769.815,77 - 18.564.049,35 = 4.146.954,88 \text{ kg} \end{aligned}$$

Considerando las propiedades mostradas en la Tabla 11, se determina que el volumen ocupado por dicha cantidad de hidrógeno una vez comprimido será:

$$\text{Volumen (m}^3\text{)} = 4.146.954,88 \text{ kg} \cdot \frac{1 \text{ m}^3}{20,55 \text{ kg}} = 201.798,29 \text{ m}^3$$

Y la energía almacenada en dicha cantidad sería:

$$\text{Energía (kWh)} = 201.798,29 \text{ m}^3 \cdot 690 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} = 139.240.820,69 \text{ kWh}$$

Esta cantidad de hidrógeno almacenado actúa como reserva para aquellos casos en los que se requiera una mayor inyección de hidrógeno en la red de gas natural o en la central de ciclo combinado. Si algún año el hidrógeno sobrante es muy elevado, se podría estudiar su venta para otros fines, como, por ejemplo, la automoción.

Capítulo 7. EL HIDRÓGENO: LA SOLUCIÓN

7.1 EL HIDRÓGENO

El hidrógeno es el elemento químico más ligero y abundante de la Tierra. Cada átomo de hidrógeno está constituido por un protón y un electrón. Se encuentra en estabilidad en forma de molécula diatómica, es decir, cuando está formada por dos átomos del mismo elemento. Generalmente, se encuentra en forma de gas y tiene la característica de no tener sabor, color ni olor (Centro Nacional del Hidrógeno, 2021).

A pesar de constituir alrededor del 75% de la materia del Universo, no es posible encontrarlo libremente, sino que se encuentra combinado con otros elementos. Por ejemplo, se encuentra combinado con el oxígeno, dando lugar a las moléculas de agua. Es decir, que no es un recurso natural. Debido a esta condición, el hidrógeno no se considera como combustible, sino como vector energético², es decir, es un portador de energía (Centro Nacional del Hidrógeno, 2021). Esto implica que el hidrógeno tiene que ser producido a partir de otras fuentes de energía. Al fabricarlo, dicho hidrógeno almacenará parte de la energía empleada para ello (Linares & Moratilla, 2007a).

7.2 EL HIDRÓGENO: LA CLAVE PARA LA DESCARBONIZACIÓN

La Unión Europea desea alcanzar la descarbonización total a la hora de producir energía en el año 2050. Para ello, ha establecido una serie de objetivos medioambientales a lograr más a corto plazo y que allane el camino hacia el año 2050. Dichos objetivos han sido establecidos en la Directiva 2018/2001/UE y su fecha de cumplimiento es el año 2030. Son los siguientes:

² Se denomina vector energético a aquellas sustancias o dispositivos que almacenan energía, de tal manera que ésta pueda liberarse posteriormente de forma controlada (Fundación Canal, 2021)

- Reducir en un 55% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) con respecto a los niveles de 1990. Uno de los principales sectores responsables de la emisión de este tipo de gases es el sector de generación de energía. En 2019, fue el causante de la generación del 41% de las emisiones mundiales de CO₂, lo que se traduce en unas 13,5 gigatoneladas.
- Reducir el consumo de energía primaria en un 32,5% con respecto a los niveles de 1990 con el fin de aumentar la eficiencia energética.
- Aumentar la penetración de renovables sobre la energía final (electricidad, gas y petróleo) hasta alcanzar un 32% de representatividad, lo que supondría que, en el año 2030, España deberá generar alrededor del 70% de la energía a partir de fuentes renovables.

Como se puede observar, las esperanzas de la descarbonización en el futuro están puestas en las fuentes de energía renovables. Sin embargo, dichas fuentes presentan un grave problema, y es que no son gestionables y dependen, inevitablemente, de las condiciones meteorológicas que se den. Es decir, no se puede establecer cuándo hará viento o sol que aporte energía a dichos sistemas.

Es por ello por lo que la Unión Europea también ha creado la estrategia llamada “*Energy Union*”. Este plan pretende asegurar el aporte a los ciudadanos europeos una energía asequible, segura, competitiva y sostenible. Para ello, es necesario emplear unas tecnologías que complementariamente ayuden a la descarbonización y a satisfacer la demanda en los momentos en los que las energías renovables no sean capaces de ello. Dichas tecnologías son el biometano y el hidrógeno. Éste último puede ser obtenido de manera sostenible, lo que lo hace que su uso sea ideal para alcanzar los objetivos establecidos por la Unión Europea (PwC España, 2021).

Una de las soluciones que se plantea, y la desarrollada en este trabajo, es el uso del hidrógeno como sustituto del gas natural en las turbinas de las centrales de ciclo combinado.

Se debe tener en cuenta que España importa aproximadamente el 99% del gas natural (Gobierno de España, s.f.). En la Tabla 12 se muestra la procedencia dicho gas empleado en España durante el año 2020.

	<i>GWh</i>
Angola	4.056
Argelia	106.206
Argentina	1.691
Camerún	956
Egipto	968
Estados Unidos	57.117
Francia	22.227
Guinea Ecuatorial	10.569
Nigeria	44.196
Noruega	18.310
Perú	1.875
Portugal	1.857
Qatar	32.248
Rusia	38.248

Trinidad y Tobago	24.081
Total Importaciones	365.226

Tabla 12: Procedencia del gas natural importado en España en el año 2020. (Fuente: Algor, 2021)

Como se puede observar, España tiene una gran dependencia con el sector exterior. Adicionalmente, el precio del gas natural ha aumentado considerablemente durante el año 2022, alcanzando valores históricos. El aumento de la demanda y la escasez del producto, junto con la situación bélica de Ucrania, ha dado lugar a esta situación de inestabilidad en el precio del gas (Martínez & Merino, El mercado del gas natural: visión general y análisis del mercado europeo, 2022). Sin embargo, estos picos de precios también son causados por el favoritismo a la generación de energías renovables, que aumentan la inflexibilidad del mercado. Las consecuencias de estos hechos no sólo afectan al mercado energético, sino a toda la sociedad, tanto a nivel personal como industrial. El aumento del coste energético ha generado un aumento considerable de los precios de los productos y servicios, aumentando el coste de vida.

Es por todas estas causas por la que resulta tan atractivo el estudio de una alternativa que contempla la reducción del uso del gas natural y su sustitución por un hidrógeno nacional que contribuya adicionalmente al desarrollo de la descarbonización y transición energética.

Capítulo 8. IMPLANTACIÓN DEL HIDRÓGENO

8.1 IMPLANTACIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

8.1.1 INTRODUCCIÓN

La idea de usar hidrógeno como combustible energético no es algo novedoso, sino que ya se desarrollaba años atrás. Lo que sí es novedoso actualmente es el hecho de emplear el hidrógeno explícitamente para generar energía (Goldmeer, 2020).

Al hacer funcionar una central de ciclo combinado con hidrógeno como combustible, la parte que más se ve afectada es la turbina de gas, en donde se produce la combustión.

Como bien comentan Catillaz, Donohue y Goldmeer (2021), a priori, el funcionamiento y configuración básica de la turbina no se ven afectadas si el combustible es gas natural o hidrógeno. Sin embargo, existen diferencias entre ambos elementos. Por ello, es necesario analizar sus características con el fin de hacer pequeñas modificaciones en algunas partes del sistema, tanto en la turbina como en la planta, para asegurar un correcto funcionamiento de la central con el hidrógeno. Las principales partes en las que hay que realizar una modificación son:

- Red de tuberías para el suministro de combustible.
- Sistema de combustión de la turbina de gas.
- Recinto de la turbina de gas.
- Generador de vapor con recuperación de calor y el sistema de reducción catalítica selectiva.

8.1.2 DIFERENCIAS ENTRE EL HIDRÓGENO Y EL GAS NATURAL

En la siguiente Tabla 13 se recogen las principales características del hidrógeno y el metano, el componente principal del gas natural en una proporción comprendida entre el 85% y el 95%, donde se puede apreciar las diferencias más destacadas.

<i>Características</i>	<i>Metano</i>	<i>Hidrógeno</i>
Fórmula	CH ₄	H ₂
Peso molecular (g/mol)	16	2
Tamaño molecular (picómetros, 10 ⁻¹² m)	380	289
Límites de inflamabilidad (%)	4,4/17	4/75
Velocidad de llama (cm/s)	~30 – 40	~200 – 300
Temperatura adiabática de la llama (°C)	~1962,778	~2204,444
Valor calorífico inferior (MJ/Nm ³)	35,8	10,8
Valor calorífico inferior (MJ/Kg)	50	120

Tabla 13: Principales características del hidrógeno y el metano (Fuente: Goldmeer, 2020)

Lo primero que llama la atención es que las moléculas de hidrógeno son más pequeñas que las del metano, es decir, son más ligeras. Esto puede suponer un problema en los conductos de transporte, pudiendo generar fugas al filtrarse el hidrógeno por las juntas. Si la

concentración de hidrógeno que se introduce en la red de distribución actual de gas natural es baja, no hace falta realizar ninguna modificación. Sin embargo, si aumenta dicha concentración es necesario revisar los materiales empleados y preparar las juntas mediante soldadura (Catillaz, Donohue, & Goldmeer, 2021).

Por otro lado, también cabe destacar la diferencia existente entre los límites, tanto inferior como superior, de inflamabilidad (LII^3 , LSI^4). Por encima y por debajo de esos límites, el fuego no es posible. El hidrógeno tiene unos límites mucho mayores, lo que implica que arderá a una concentración mayor que el metano. Esto puede suponer un problema de seguridad, sobre todo en espacios cerrados, si se produce una fuga de hidrógeno (Goldmeer, 2020). Es por ello que se debe revisar y configurar el recinto en el que se sitúa la turbina de gas y también el sistema de ventilación, con el fin de asegurar que la concentración de hidrógeno no se encuentre dentro de los límites de explosividad. Adicionalmente, el sistema de detección de gases peligrosos y llamas debe ser capaz de detectar el hidrógeno y avisar en caso de accidente (Catillaz, Donohue, & Goldmeer, 2021).

Si se hace referencia a la velocidad de la llama, valor que representa la reactividad del combustible, la del hidrógeno es aproximadamente diez veces superior a la del metano. Esto implica que es diez veces más reactivo. Es decir, el hidrógeno arderá a una temperatura mayor, lo que puede provocar un aumento en las emisiones de NO_x , en función del sistema de combustión que posea la turbina (Goldmeer, 2020). Ciertos estudios han determinado que, para una mezcla con una concentración de 50% en volumen de hidrógeno y otro 50% de gas natural, la emisión de NO_x en la turbina de gas aumentaría en un 35%. Para contrarrestar este incremento, se pueden tomar dos medidas. Si la central de ciclo combinado es nueva, se debe implementar un sistema de reducción catalítica selectiva (SCR) más grande o eficiente. Si la central ya está construida, habría que analizar la capacidad de aumento de

³ Límite inferior de inflamabilidad (LII): *el límite inferior de inflamabilidad es la concentración mínima de gas o vapor que es capaz de propagar una llama dentro de una mezcla homogénea de ese gas o vapor y aire* (UN Environment Programme, s.f.).

⁴ Límite superior de inflamabilidad (LSI): *el límite superior de inflamabilidad es la concentración máxima de un gas o vapor que es capaz de propagar una llama dentro de una mezcla homogénea de ese gas o vapor y aire* (UN Environment Programme, s.f.).

emisiones que soportaría el SCR instalado o reducir la potencia de la central con el fin de mantener los límites de NO_x (Catillaz, Donohue, & Goldmeer, 2021).

Finalmente, una de las diferencias más importantes a destacar es la relacionada con el poder calorífico, tanto en volumen como en masa. En términos volumétricos, el del hidrógeno es, aproximadamente, un tercio del que tiene el gas natural. Es decir, para un mismo volumen, el hidrógeno genera menos energía. Esto afecta al tamaño de las tuberías de transporte. Si en un futuro, se desea que las turbinas de gas trabajen exclusivamente con hidrógeno y no con gas natural, las tuberías que lo transportan deben ser más grandes que las actuales, puesto que se requerirá una mayor cantidad de hidrógeno que de gas natural (Goldmeer, 2020).

A pesar de todas las diferencias existentes entre ambos combustibles, las turbinas de gas que existen actualmente pueden funcionar con hasta un 5% en volumen de hidrógeno combinado con gas natural sin requerir modificación alguna. Adicionalmente, ya se han desarrollado turbinas que pueden trabajar con hasta un 90% de hidrógeno y se estima que para el año 2030, se comercializarán turbinas capaces de funcionar completamente con este elemento (Asociación Española Cogeneración, Cogen España, & Everis, 2021). Ya ha sido desarrollada, por la Universidad de Stavanger, una turbina de gas que es capaz de funcionar con hidrógeno puro como único combustible (Riiber, 2022).

8.1.3 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL BAHÍA DE BIZKAIA ELECTRICIDAD S.L.

La comunidad autónoma del País Vasco cuenta con tres centrales de ciclo combinado: la Central Térmica de Santurce, perteneciente al grupo Iberdrola; Bizkaia Energía S.L., situada en Amorebieta y la Central Bahía de Bizkaia Electricidad S.L., situada en Ciérvana. Este proyecto se centrará solamente en la última para el análisis de la introducción del hidrógeno en dicha central.

Toda la información aportada en este apartado ha sido recogida de Bahía de Bizkaia Electricidad (s.f.).

La Central Bahía de Bizkaia Electricidad S.L. (BEE) es una central de ciclo combinado de 785 MW de potencia instalada situada en una parcela de cinco hectáreas en el Puerto Exterior

de Bilbao, en Punta Lucero, perteneciente al municipio de Ciérvana. Está conectada a la red de transporte de Red Eléctrica de España (REE) gracias a la interconexión con una subestación de 400 kV, ayudando a satisfacer tanto la demanda doméstica y comercial como la industrial. Posee un rendimiento de más del 58% y la generación de energía anual prevista es de 3.600 GWh. Destaca por su flexibilidad, que le permite trabajar en carga base y en cargas parciales manteniendo un adecuado rendimiento.

En la siguiente Tabla 14 se recogen los datos principales de la central.

<i>Datos Principales</i>	
Potencia instalada	785 MW
Energía anual prevista	3.600 GWh
Heat rate	6.353,4 KJ/KWh
Rendimiento global	6.486 KJ/KWh
Parcela	43.409 m ²
Cota de explotación	Nivel del mar
Superficie ocupada	51.502 m ²

Tabla 14: Datos principales de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad (Fuente: Bahía de Bizkaia Electricidad, s.f.)

8.1.3.1 Componentes principales de la central

La central trabaja con una configuración 2x1, es decir, con dos turbinas de gas y una turbina de vapor, todas ellas del fabricante General Electric. Adicionalmente, cuenta con dos calderas de recuperación de circulación natural con tres niveles de presión.

8.1.3.1.1 Turbinas de gas

Son del modelo MS 9001 FA. En la siguiente Tabla 15 se muestran las características principales de dicho modelo.

<i>Turbinas MS 9001 FA</i>	
Potencia unitaria	254 MW
Velocidad	3.000 r.p.m.
Ratio de compresión	15,4:1
Flujo de gases de salida	640 kg/s
Temperatura de combustión	1.300°C
Temperatura de los gases	609°C

Tabla 15: Datos principales de las turbinas MS 9001 FA de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad (Fuente: Bahía de Bizkaia Electricidad, s.f.)

A pesar de que la potencia unitaria teóricamente sea de 254 MW, realmente una de ellas posee una potencia de 256,6 MW y la otra de 257,3 MW.

Se encuentran situadas sobre su bancada, a nivel de suelo, dentro del edificio y conectadas al generador eléctrico a través de un acoplamiento rígido en el extremo del compresor. Dicho compresor posee 18 etapas con álabes guías variables, lo que permite optimizar el funcionamiento. El generador ha sido monitorizado para realizar el arranque del grupo turbogenerador.

Son de tipo industrial y poseen una tecnología que les permite trabajar en alto rendimiento, pero manteniendo unos niveles bajos de emisiones de NOx y CO. Gracias a unos quemadores de bajo índice de NOx, la emisión de estos gases no supera los 50 mg/Nm³. En cuanto a la potencia, una turbina tiene 256,6 MW y la otra 257,4 MW.

Actualmente, se emplea como único combustible el gas natural aportado por la planta de regasificación Bahía de Bizkaia Gas S.L. Cabe destacar que el modelo de las turbinas permite también quemar gasoil y hasta un 5% en volumen de hidrógeno. Los gases de escape atraviesan las calderas de recuperación con el fin de aprovechar su energía.

8.1.3.1.2 Turbina de vapor

Se trata de una turbina de tres cuerpos y con recalentamiento intermedio. No está situada a nivel de suelo, sino que se encuentra sobre un pedestal para poder situar debajo el condensador de un paso, refrigerado con agua de mar en circuito abierto. Sí se encuentra dentro de su respectivo edificio.

En la siguiente Tabla 16 se muestran las características principales de la turbina de vapor.

<i>Datos principales de la turbina de vapor</i>	
Potencia unitaria	281 MW
Velocidad	3.000 r.p.m.
Flujo de vapor AP	540 t/h
Flujo de recalentamiento caliente	640 t
Flujo de vapor BP (total)	670 t/h

Tabla 16: Datos principales de la turbina de vapor de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad (Fuente: Bahía de Bizkaia Electricidad, s.f.)

A pesar de que, teóricamente, la potencia de la turbina de vapor es 281 MW, en la realidad, posee una potencia de 271,3 MW.

8.1.3.1.3 Calderas de recuperación

Cuenta con dos calderas de recuperación de circulación natural con tres niveles de presión de la marca Babcock Wilcox Española (BWE). También cuenta con un recalentador. Las secciones que posee son las siguientes:

- Sobrecalentador de alta presión secundario.
- Recalentador secundario y primario.
- Turbina de vapor: 281.823 kW.
- Economizador de alta presión, alta temperatura.
- Sobrecalentador de media presión.
- Evaporador de media presión.
- Economizador de alta presión, baja temperatura.
- Economizador de media presión.
- Sobrecalentador de baja presión.
- Evaporador de baja presión.
- Economizador de agua de alimentación.

En la Tabla 17 se muestran sus características principales.

Datos principales calderas de recuperación BWE

Presión del vapor AP	127 barg ⁵
Temperatura del vapor AP	567°C
Presión del recalentado caliente	26 barg

⁵ Presión relativa

Temperatura del recalentado caliente	568°C
Presión del vapor BP	4 barg
Temperatura del vapor BP	274°C

Tabla 17: Datos principales de las calderas de recuperación BWE de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia (Fuente: Bahía de Bizkaia, s.f.)

Tienen un diseño ASME⁶ (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos) en función de cumplir con las condiciones de cambios de carga y de arranque y parada de las turbinas de gas.

8.1.3.1.4 Condensador de vapor

La localización de la planta, cercana al mar, permite disponer de un sistema de refrigeración abierto. Es decir, el agua que se emplea es agua recogida del mar. Dicha agua se encarga de condensar el vapor de salida de la turbina de vapor y de los sistemas de by-pass de alta, media y baja presión, cuando se arranca el generador de vapor de recuperación de calor y se arranca o dispara la turbina de vapor. Adicionalmente, también se encarga de recibir los drenajes del sistema de vapor.

En la Tabla 18 se muestran las características principales del condensador de la planta.

Datos principales del condensador

Flujo condensado	200 l/s
Calor intercambiado	471.000 kJ/s

⁶ “El Código de Calderas y Recipientes a Presión de ASME (BPVC) es una norma que establece normas para el diseño, la fabricación y la inspección de las calderas y los recipientes a presión” (Balkey, y otros, s.f.)

Presión de diseño	44,5 mbar
Temperatura de agua de refrigeración	19°C
Salto térmico en agua de refrigeración	8°C
Dimensiones	19X8, 6X8, 4(h)m
Peso en vacío	260 t

Tabla 18: Datos principales del condensador de vapor de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad (Fuente: Bahía de Bizkaia Electricidad, s.f.)

El tipo de condensador es de superficie de un paso⁷. Está constituido por tubos de titanio y cajas de agua capaces de soportar las presiones que surjan de cualquier golpe de agua en el sistema de agua de circulación.

8.1.3.2 El gas natural empleado

En la central, se emplea como único combustible el gas natural suministrado por la planta de regasificación de Bahía de Bizkaia Gas S.L. (BBG), que linda en el Noroeste con la central. Dicha planta de regasificación cuenta con una tubería que envía exclusivamente el gas natural a la central de ciclo combinado a 36 barg de presión.

Antes de entrar en la central, dicho gas pasa por una Estación de Regulación y Medida. Adicionalmente, antes de inyectarse en la turbina, se aumenta su temperatura gracias a un calentador de gas que las propias turbinas de gas poseen.

⁷ “Un condensador de superficie es un equipo que tiene como misión el condensar vapor mediante el intercambio de calor con un fluido refrigerante externo que no se mezcla y permanece separado, utilizando, para ello, una superficie metálica del tipo haz tubular” (Aznar, 2018)

8.1.4 HIDRÓGENO INTRODUCIDO EN LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

Una vez analizadas las características de la central de ciclo combinado de Bahía de Bizkaia y de las implicaciones que tiene introducir hidrógeno en una turbina de gas, se ha determinado que la mejor solución sería introducir, en una primera instancia, una cantidad de 5% en volumen de hidrógeno con respecto al volumen de gas natural empleado.

El modelo de turbinas que posee la central de ciclo combinado (MS 9001 FA), es un modelo que ya no es desarrollado por el fabricante, General Electric, y fueron instaladas hace 20 años. Es por ello por lo que no existen datos de su capacidad de funcionamiento con hidrógeno. Adicionalmente, la empresa ya no presenta informes de las propiedades y características de dicho modelo de turbina, lo que ha dificultado el estudio.

Sin embargo, y con la vista puesta en no realizar inicialmente grandes modificaciones en la central, se cree oportuno que inyectar inicialmente una cantidad de 5% en volumen de hidrógeno resulta ser un gran paso para iniciar una transformación hacia un futuro más sostenible.

Como bien se ha explicado con anterioridad, diversos estudios demuestran que todas las turbinas tienen la capacidad de funcionar con dicha cantidad de hidrógeno sin requerir ninguna modificación. Por ello, se ha determinado que resultaría un buen punto de partida, puesto que supone un adecuado funcionamiento de la turbina y no implica una gran inversión económica inicial. De esta forma, se podrá ir realizando la transición hacia un mayor uso del hidrógeno de forma progresiva.

En el año 2020, la cantidad de gas natural consumida por la central fue de 209.277.952 Nm³. Teniendo en cuenta que el PCI del gas natural es 35,8 MJ/Nm³, se obtiene que la energía almacenada por dicha cantidad de gas natural es 7.492.150.681,6 MJ/año.

Manteniendo esa cantidad de energía y conociendo el PCI del hidrógeno (10,8 MJ/ Nm³), se obtiene que el volumen necesario de dicho gas en la mezcla para obtener una proporción de 5% en volumen es **10.842.475,66 Nm³**. El volumen de gas natural requerido pasa a ser 206.007.037,55 Nm³.

Teniendo en cuenta que la densidad del hidrógeno es $0,071 \text{ kg/Nm}^3$ (Lenntech, s.f.), se obtiene que la cantidad total de hidrógeno requerido es:

$$\text{Cantidad } H_2 \text{ (kg)} = 0,071 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \cdot 10.842.745,66 \text{ Nm}^3 = 769.815,77 \text{ kg/año}$$

El principal objetivo de incorporar hidrógeno en una central de ciclo combinado es reducir las emisiones de dióxido de carbono. Por ello, cabe analizar qué cantidad de dióxido de carbono se dejaría de emitir. Se debe tener en cuenta que no existe una relación lineal 1:1 entre el volumen de hidrógeno en el combustible y la cantidad de CO_2 reducida. En la Figura 36 se muestra la forma que tiene dicha relación.

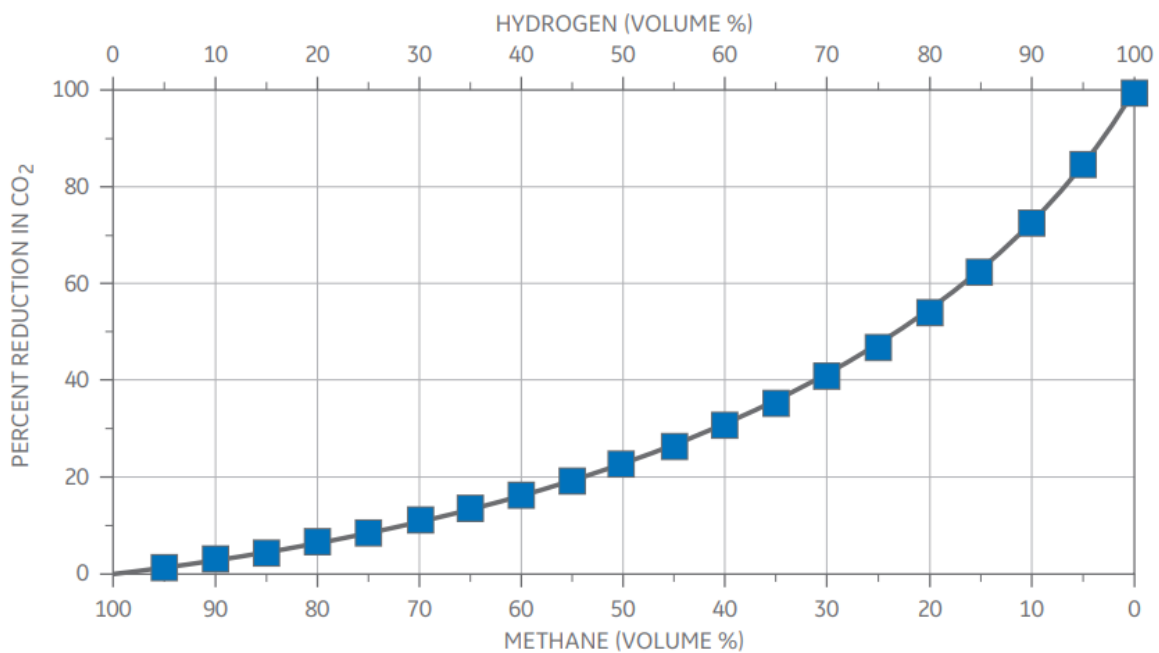


Figura 36: Relación entre las emisiones de CO_2 y las mezclas de combustible de hidrógeno/metano (Fuente: Goldmeer, 2019).

Como se puede observar, a medida que la mezcla aumenta su proporción de hidrógeno, más proporción de CO_2 se reduce, pero no de forma lineal. Por ejemplo, para reducir un 50% las emisiones de CO_2 , es necesario que la mezcla de combustible contenga un 75% de hidrógeno en volumen.

En el caso de estudio, la cantidad de hidrógeno en la mezcla es de un 5%. Para esa concentración, las emisiones de CO₂ se reducirían en una proporción de 1,5%. En el año 2020, la central Bahía de Bizkaia emitió una cantidad total de 437.503.000 kg de CO₂ (PRTR España, 2021). Por consiguiente, si se introdujera la cantidad indicada de hidrógeno:

$$CO_{2\text{emitido}} = 98,5\% \cdot 437.503.000 = 430.940.455 \text{ kg}$$

Por lo tanto, se reducirían en **6.562.545 kg** las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Con respecto a las emisiones del contaminante NO_x, puesto que la cantidad introducida en la mezcla de combustible es relativamente pequeña, se puede afirmar que no aumentará considerablemente la cantidad de NO_x emitido. Estudios demuestran que, para una mezcla de 50% gas natural, 50% hidrógeno, las emisiones aumentan un 35%. Por consiguiente, para una relación 5% hidrógeno, 95% gas natural, la cantidad emitida no será mucho mayor a la actual. Puesto que el sistema la central emite dicho contaminante por debajo de su límite, es de suponer que el sistema SCR es capaz de soportar el aumento de emisión causado por la inyección de hidrógeno.

En vistas al futuro y hablando en términos de medio y largo plazo, el objetivo es aumentar la cantidad de hidrógeno mezclado con gas natural. Por ello, se plantea que, a partir del año 2030, se vaya aumentando gradualmente la cantidad de hidrógeno. Para esa fecha, se ha dispuesto del tiempo necesario para analizar el funcionamiento de la central con el nuevo combustible a la vez que se van desarrollando nuevas tecnologías de funcionamiento con hidrógeno. Adicionalmente, se puede ir preparando toda la planta con las tecnologías necesarias para una mayor admisión de hidrógeno (revisión de las juntas para evitar fugas, del sistema de captación de contaminantes...).

Debido a que la empresa fabricante de las turbinas ya no dispone del modelo presente en la central de ciclo combinado, no se ha localizado ningún informe que trate y explique las características del tipo concreto de turbina. Sin embargo, General Electric, afirma que las turbinas de clase F, las nuevas versiones del modelo de la central, pueden llegar a trabajar con hasta un 20% de hidrógeno hoy en día. Por ello, y teniendo en cuenta la experiencia y

trayectoria de General Electric con el hidrógeno, así como la antigüedad de la turbina, se sugiere el estudio de inyección de hasta un 10% en volumen de hidrógeno en las turbinas de la central.

Finalmente, y teniendo en mente el objetivo de la Unión Europea de lograr la descarbonización total para el año 2050, se sugiere que, a partir del año 2040, la central se planteen la posibilidad de adquirir una nueva turbina que admita una mayor proporción de hidrógeno.

Cabe destacar como bien comenta Riiber (2022), a mediados de mayo, en la Universidad de Stavanger, en Noruega, unos investigadores han desarrollado una turbina de gas que funciona 100% con hidrógeno, estableciendo un récord mundial. Adicionalmente, han podido implementar dicha turbina en una infraestructura de gas natural ya existente, aunque consiguiendo un rendimiento menor. Se ha tenido que analizar y reforzar las estructuras de almacenaje de gas natural, que ahora almacenan hidrógeno. La gran ventaja es que el uso de esta nueva turbina no presenta emisiones de CO₂ al producir energía. Tras alcanzar este gran logro, el equipo de investigación se centrará en analizar las limitaciones de la planta de gas con el objetivo de aumentar la capacidad de producción de energía limpia.

En la Tabla 19 se muestra un resumen de sugerencia de acción de la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad en términos de corto, medio y largo plazo.

<i>Tiempo</i>	<i>Acción</i>
Corto plazo (8 años)	Cogeneración con 5% en volumen de hidrógeno
Medio plazo (hasta el 2040)	Aumentar progresivamente la cantidad de hidrógeno hasta un 10% (realizar análisis)

Largo plazo (desde el 2040)	Adquisición de unas turbinas que admitan mayor cantidad de hidrógeno
-----------------------------	--

Tabla 19: Resumen de acción en la Central de Ciclo Combinado (Fuente: elaboración propia)

8.2 **IMPLANTACIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA RED DE GAS NATURAL**

8.2.1 FACTORES A TENER EN CUENTA

A pesar de que la principal aplicación del hidrógeno que se deseaba analizar en este proyecto es su uso en una central de ciclo combinado, también se ha considerado conveniente realizar un pequeño análisis de la inyección de este elemento en la red de gas natural.

A la hora de inyectar hidrógeno en la red de gas natural, también deben tenerse en cuenta las diferencias de ambos elementos explicadas en el apartado de Diferencias entre el hidrógeno y el gas natural. Según Cerezo et al. (2021), las principales componentes de la red de gas natural que se ven afectadas por la inyección de hidrógeno son:

- **Las propias tuberías**, por posibles fugas y filtraciones del hidrógeno en las juntas y uniones. Bard et al. (2022) afirman que se puede inyectar hasta un 10% en volumen de hidrógeno si la presión a la que circula la mezcla es superior a los 16 bar. Este límite puede ser superior en función del tipo de material. Por ejemplo, las tuberías de plástico admiten hasta un 100% de hidrógeno y las de acero pueden llegar a soportar hasta un 25% si la presión no supera los 16 bar.
- **Las estaciones de compresión**. Debido a los efectos de fricción al circular el gas por las tuberías, se produce una pérdida de presión. Las estaciones de compresión son las encargadas de asegurar la correcta circulación del gas a una presión adecuada. La energía que requiere el compresor para funcionar puede ser proporcionada por una turbina de gas o por un motor eléctrico. El trabajo específico que realiza el compresor de forma isentrópica se puede calcular a partir de la ecuación mostrada a continuación:

$$\Delta h_s = \frac{k}{k-1} \cdot Z_1 \cdot R_S \cdot T_1 \cdot \left[\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

Siendo:

- $\Delta h_s \left[\frac{J}{kg} \right]$: Trabajo de compresión específico
- k : coeficiente isentrópico
- $R_S \left[\frac{J}{kg \cdot K} \right]$: Constante específica de los gases
- Z_1 : factor de compresibilidad a la entrada
- π : relación de presión a la salida y la entrada $\left(\frac{p_2}{p_1} \right)$

Para aplicar esta ecuación, se consideran despreciables las pérdidas internas por presión y el cambio de estado adiabático y reversible. Tanto el coeficiente isentrópico como el factor de compresibilidad aumentan al incrementar la cantidad de hidrógeno mezclado con gas natural. Consecuentemente, el trabajo de compresión también aumenta.

Adicionalmente, cabe destacar, que los compresores que existen actualmente en las redes de gas natural pueden funcionar con hasta un 5% de hidrógeno en volumen sin ningún problema de funcionamiento (Bard et al., 2022).

- **Las estaciones de regulación.** Son las encargadas de asegurar que el gas que llega a los clientes es de calidad. Por un lado, separan los sistemas de diferente presión y, por otro, se encargan de medir y controlar el caudal. Están constituidas por los siguientes componentes: dispositivos de cierre y control, filtros de válvulas de seguridad, precalentador, caudalímetros y sensores de temperatura y presión y sistemas de odorización.

Se debe tener especial cuidado en unas de las válvulas que se emplea para regular la presión. Debido al efecto Joule-Thompson, el gas natural se enfría en muy poco tiempo, pudiendo causar la aparición de condensados e hidratos. Para evitarlo, es necesario aplicar una cierta cantidad de calor que evite la reducción de la temperatura. La cantidad de energía que hay que aplicar se ve afectada al inyectar hidrógeno y mezclarlo con el gas natural.

Cerezo et al. (2021) llevaron a cabo una simulación en la que analizaban la variación de diversos parámetros en función de la cantidad de hidrógeno inyectada. Realizaron el estudio bajo el supuesto de que la presión del gas se mantiene constante en todo momento, con el fin de que las condiciones del gas cuando llegue a los consumidores sean las mismas que las establecidas en los contratos de suministro. Las variables analizadas son: flujo de energía química, trabajo de compresión, velocidad del flujo de gas y precalentamiento en la estación reguladora. En la Figura 37 se pueden observar cómo se ven afectados cada uno de los parámetros.

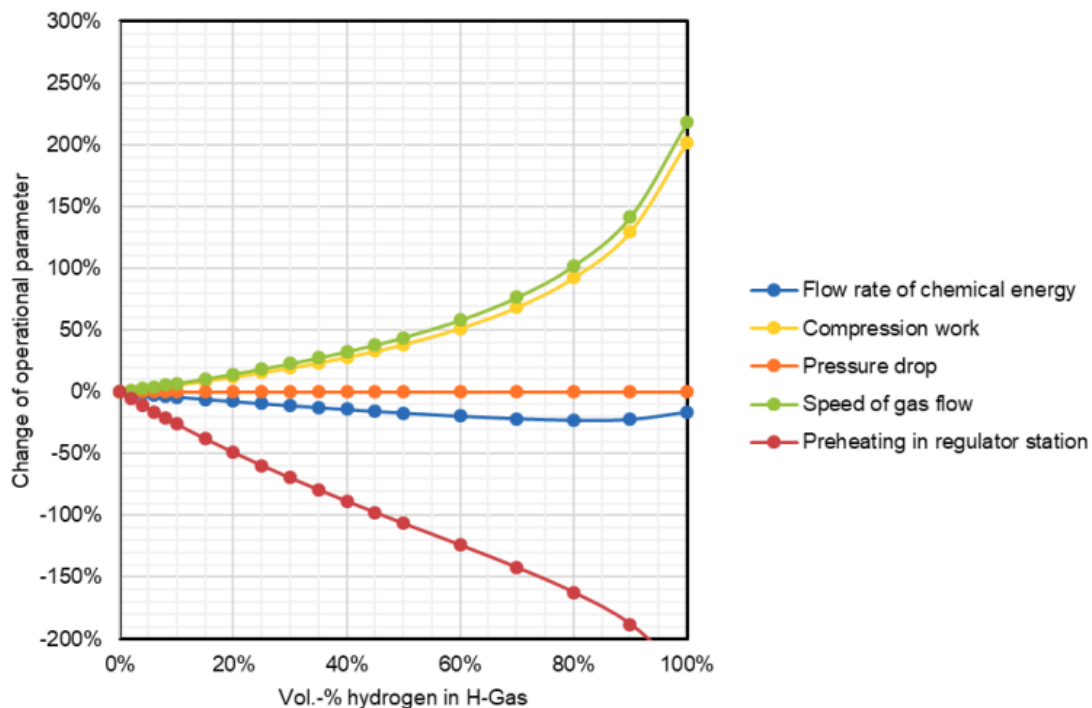


Figura 37: Variación de los parámetros operativos en la red de gas natural en función de la tasa de mezcla con hidrógeno, suponiendo una caída de presión constante (Fuente: Cerezo et al, 2021)

Como se puede observar, a medida que la cantidad de hidrógeno aumenta, disminuye la cantidad de energía que debe ser aportada en la estación de regulación. También disminuye, aunque en menor magnitud, el flujo de energía químico. Sin embargo, aumentan, y de forma exponencial, tanto el trabajo de compresión que hay que realizar, como la velocidad del flujo de gas.

8.2.2 INYECCIÓN EN LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN BAHÍA DE BIZKAIA GAS

Puesto que, colindante a la central de ciclo combinado, se encuentra la planta de regasificación Bahía de Bizkaia Gas, se analiza la inyección del hidrógeno en la red de dicha planta que hace circular el gas natural a una presión de 72 bar.

Teniendo en cuenta todos los factores mencionados en el apartado anterior, se considera oportuno la inyección de un 5% en volumen de hidrógeno en la planta de gasificación mencionada. Este límite entra dentro de lo soportado por las tuberías del sistema (10%) y también por los compresores (5%).

La capacidad de suministro de la planta analizada es de 800.000 Nm³/h. Suponiendo que la capacidad empleada a lo largo del año es 75%, se obtiene que, anualmente, suministra una cantidad de:

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de gas natural suministrada (Nm}^3\text{)} \\ = 800.000 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cdot 24 \text{ h} \cdot 365 \text{ días} \cdot 75\% = 5.256.000.000 \text{ Nm}^3 \end{aligned}$$

Dentro de esa cantidad, se encuentra el gas natural suministrado a la central de ciclo combinado Bahía de Bizkaia Electricidad, cuyo valor anual es 209.277.952 Nm³. Descontando esa cantidad, puesto que el estudio de ese gas natural ya ha sido realizado, queda un valor de 5.046.722.048 Nm³.

La cantidad de energía almacenada en dicha cantidad de gas natural es 180.672.649.318,40 MJ. Con el objetivo de mantener ese valor constante al introducir hidrógeno con una proporción de 5% en volumen, se obtiene que el volumen requerido de hidrógeno es **261.465.483,82 Nm³**. Por consiguiente, la cantidad de gas natural pasa a ser 4.967.844.192,55 Nm³.

Teniendo en cuenta que la densidad del hidrógeno es 0,071 kg/Nm³ (Lenntech, s.f.):

$$\text{Cantidad H}_2 \text{ (kg)} = 0,071 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \cdot 261.465.483,82 \text{ Nm}^3 = 18.564.049,35 \text{ kg/año}$$

En este caso, la gran ventaja que supone la inyección de hidrógeno en la red de gas natural es el ahorro a la hora de adquisición del gas natural, un recurso que España debe comprar a otros países. En cambio, el hidrógeno empleado es de producción nacional, lo que beneficia la economía del país.

Capítulo 9. ESTUDIO ECONÓMICO

9.1 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

En la planta de gasificación por plasma se deben analizar y estudiar económicamente dos procesos distintos:

- El propio proceso de gasificación por plasma de los residuos
- El ciclo de Rankine de aprovechamiento del calor del syngas.
- Almacenamiento del hidrógeno
- Estación de inyección de hidrógeno

Espinoza et al. (2021) explican que la estación de inyección de hidrógeno (Figura 38) es un sistema encargado de asegurar que la cantidad de hidrógeno inyectado es la correcta, así como su presión. El sistema analiza el índice de Wobbe⁸ y se encarga de calcular la cantidad de hidrógeno que debe ser inyectado para lograr el % de mezcla buscado. Tras ello, se realiza la mezcla y se hace circular con el fin de estudiar la composición final. Si los resultados son adecuados, se inyecta el gas en la red.

⁸ “El índice de Wobbe (IW) relaciona el poder calorífico superior (PCS) con la raíz cuadrada de la densidad relativa del combustible y es un parámetro que se utiliza muy a menudo para caracterizar la intercambiabilidad de un combustible” (Bedoya, Herrera, & Uribe, 2019)



Figura 38: Estación de inyección de hidrógeno a red de gas (Fuente: Espinoza et al., 2021)

Todo el análisis que se plantea en este apartado ha tomado como referencia el Trabajo Fin de Grado de Almudena Valenciano (2015) y el de Enrique Iber (2021).

En el apartado de Dimensionamiento de la planta, se estimó que la planta de gasificación por plasma diseñada tiene una capacidad de tratamiento de 750 toneladas de residuos diarios. Es decir, que anualmente tratará 251.250 toneladas, suponiendo una operación de 335 días al año.

Adicionalmente, al año se produce una cantidad total de 23.480.820 kg de hidrógeno, mientras que la cantidad que debe ser almacenada es, aproximadamente, 4.079.083,27 kg.

Se establece que la instalación tendrá una vida útil de 30 años, que será también el tiempo de amortización de todas las tecnologías analizadas.

9.1.1 INVERSIÓN INICIAL

Para calcular la inversión inicial se deben tener en cuenta los siguientes gastos: de adquisición, de instalación de los sistemas de alimentación y almacenamiento de los

residuos, de las antorchas de plasma, del gasificador, de los sistemas de control y medida, de almacenamiento de hidrógeno y de instalación del ciclo de Rankine. Los costes estimados se recogen en la Tabla 20:

	<i>Inversión Inicial (€)</i>
Inversión en el proceso de gasificación y almacenamiento de los residuos	108.037.500
Inversión en el almacenamiento de hidrógeno	150.000.000
Inversión en el ciclo de Rankine	7.500.000
Total	265.537.500

Tabla 20: Inversión inicial de la planta de gasificación por plasma (Fuente: elaboración propia)

El pago de dicha cantidad se realizará de manera íntegra el primer año y, además, será amortizada durante los 30 años de vida útil de la planta. Es decir, cada año se amortizará una cantidad de 8.851.250€.

Para la determinación de la inversión en el proceso de gasificación y almacenamiento de los residuos, se ha estimado que cada tonelada de residuos tratados tiene un coste de 430 € (Iber, 2021).

Dentro de la inversión en el almacenamiento de hidrógeno se encuentra la adquisición e instalación de los tanques de almacenamiento, así como del compresor de hidrógeno que ajuste la presión de almacenamiento y la estación de inyección de hidrógeno. Se ha realizado una estimación teniendo en cuenta los datos del trabajo de Iber (2021) y Valenciano (2015) así como observando los precios de venta de compresores de hidrógeno y de las estaciones de inyección de hidrógeno.

9.1.2 COSTES DE OPERACIÓN

Para determinar los costes de operación, se deben tener en cuenta dos tipos de coste: los de operación y mantenimiento, y los de personal. Teniendo en cuenta la dimensiones y capacidades de operación de la planta, se ha determinado que en ella trabajarán 22 personas como operarios y habrá 5 jefes de planta.

Los costes totales desglosados a lo largo de los 30 años de operación de la planta se muestran en las siguientes tablas (Tabla 21, Tabla 22, Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25).

<i>Costes de operación</i>	<i>Año 1</i>	<i>Año 2</i>	<i>Año 3</i>	<i>Año 4</i>	<i>Año 5</i>	<i>Año 6</i>
Productos químicos	452,250	452,250	452,250	452,250	452,250	452,250
Electrodos	301,500	301,500	301,500	301,500	301,500	301,500
Mantenimiento refractario y antorchas	339,188	339,188	339,188	339,188	339,188	339,188
Mantenimiento general	376,875	376,875	376,875	376,875	376,875	376,875
Ciclo Rankine	635,761	635,761	635,761	635,761	635,761	635,761
Almacenamiento hidrógeno	4,644,589	4,644,589	4,644,589	4,644,589	4,644,589	4,644,589
Personal de operación	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200
Jefes de planta	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500
Total	7,411,863	7,411,863	7,411,863	7,411,863	7,411,863	7,411,863

Tabla 21: Costes de operación desde los años 1 al 6 (Fuente: elaboración propia)

<i>Costes de operación</i>	<i>Año 7</i>	<i>Año 8</i>	<i>Año 9</i>	<i>Año 10</i>	<i>Año 11</i>	<i>Año 12</i>	<i>Año 13</i>
Productos químicos	452,250	452,250	452,250	452,250	979,875	979,875	979,875
Electrodos	301,500	301,500	301,500	301,500	653,250	653,250	653,250
Mantenimiento refractario y antorchas	339,188	339,188	339,188	339,188	734,906	734,906	734,906
Mantenimiento general	376,875	376,875	376,875	376,875	816,563	816,563	816,563
Ciclo Rankine	635,761	635,761	635,761	635,761	715,231	715,231	715,231
Almacenamiento hidrógeno	4,644,589	4,644,589	4,644,589	4,644,589	5,225,163	5,225,163	5,225,163
Personal de operación	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200

Jefes de planta	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500
Total	7,411,863	7,411,863	7,411,863	7,411,863	9,786,688	9,786,688	9,786,688

Tabla 22: Costes de operación desde los años 7 al 13 (Fuente: elaboración propia)

<i>Costes de operación</i>	<i>Año 14</i>	<i>Año 15</i>	<i>Año 16</i>	<i>Año 17</i>	<i>Año 18</i>	<i>Año 19</i>	<i>Año 20</i>
Productos químicos	979,875	979,875	979,875	979,875	979,875	979,875	979,875
Electrodos	653,250	653,250	653,250	653,250	653,250	653,250	653,250
Mantenimiento refractario y antorchas	734,906	734,906	734,906	734,906	734,906	734,906	734,906
Mantenimiento general	816,563	816,563	816,563	816,563	816,563	816,563	816,563
Ciclo Rankine	715,231	715,231	715,231	715,231	715,231	715,231	715,231
Almacenamiento hidrógeno	5,225,163	5,225,163	5,225,163	5,225,163	5,225,163	5,225,163	5,225,163
Personal de operación	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200
Jefes de planta	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500
Total	9,786,688	9,786,688	9,786,688	9,786,688	9,786,688	9,786,688	9,786,688

Tabla 23: Costes de operación desde los años 14 al 20 (Fuente: elaboración propia)

<i>Costes de operación</i>	<i>Año 21</i>	<i>Año 22</i>	<i>Año 23</i>	<i>Año 24</i>	<i>Año 25</i>	<i>Año 26</i>	<i>Año 27</i>
Productos químicos	1,507,500	1,507,500	1,507,500	1,507,500	1,507,500	1,507,500	1,507,500
Electrodos	1,005,000	1,005,000	1,005,000	1,005,000	1,005,000	1,005,000	1,005,000
Mantenimiento refractario y antorchas	1,130,625	1,130,625	1,130,625	1,130,625	1,130,625	1,130,625	1,130,625
Mantenimiento general	1,256,250	1,256,250	1,256,250	1,256,250	1,256,250	1,256,250	1,256,250

Ciclo Rankine	794,702	794,702	794,702	794,702	794,702	794,702	794,702
Almacenamiento hidrógeno	5,805,737	5,805,737	5,805,737	5,805,737	5,805,737	5,805,737	5,805,737
Personal de operación	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200	486,200
Jefes de planta	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500	175,500
Total	12,161,513	12,161,513	12,161,513	12,161,513	12,161,513	12,161,513	12,161,513

Tabla 24: Costes de operación desde los años 21 a 27 (Fuente: elaboración propia)

<i>Costes de operación</i>	<i>Año 28</i>	<i>Año 29</i>	<i>Año 30</i>	<i>Media</i>
Productos químicos	1,507,500	1,507,500	1,507,500	979,875
Electrodos	1,005,000	1,005,000	1,005,000	653,250
Mantenimiento refractario y antorchas	1,130,625	1,130,625	1,130,625	734,906
Mantenimiento general	1,256,250	1,256,250	1,256,250	816,563
Ciclo Rankine	794,702	794,702	794,702	715,231
Almacenamiento hidrógeno	5,805,737	5,805,737	5,805,737	5,225,163
Personal de operación	486,200	486,200	486,200	486,200
Jefes de planta	175,500	175,500	175,500	175,500
Total	12,161,513	12,161,513	12,161,513	9,786,688

Tabla 25: Costes de operación desde los años 28 a 30 (Fuente: elaboración propia)

Para los gastos de operación y mantenimiento de los equipos de gasificación se ha determinado que el coste de los productos químicos es de 6€/t; el de los electrodos, 4€/t; el de mantenimiento refractario y de las antorchas, 4,5€/t y mantenimiento en general, 5€/t. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que a medida que pasa el tiempo, es más probable que los equipos sufran daños y roturas. Por ello, se ha decidido aplicar un factor de rotura de equipos. Durante los 10 primeros años, se ha considerado que el factor de rotura será del 30%. Durante los 10 siguientes años, será del 65% y, finalmente, durante los últimos 10 años, será del 100%.

Para los costes de operación del ciclo de Rankine, se ha considerado un precio de 75€/MWh generado. Los de almacenamiento de hidrógeno se han determinado a partir del trabajo de (Iber, 2021). Teniendo en cuenta que, con el paso del tiempo es necesario realizar un mayor mantenimiento de los equipos, se ha establecido un factor de operación y mantenimiento. Durante los 10 primeros años será del 80%; los 10 siguientes, 90% y, finalmente, los 10 últimos, 100%. Es decir, con cuantos más años pasen, más caro resulta realizar el mantenimiento Iber (2021).

9.1.3 FLUJO DE CAJA

En este apartado se analizarán los ingresos y los gastos de la planta de gasificación. Los ingresos de la planta provienen de la venta del hidrógeno. Actualmente, el precio del hidrógeno suele situarse entre los 3-4€/kg y puede llegar hasta los 10€/kg. Sin embargo, teniendo en cuenta la venta del hidrógeno en otros países, actualmente se puede vender el hidrógeno por 8-10€/kg (Hidrógeno Verde, s.f.). La gran ventaja que posee la producción de hidrógeno a partir de residuos y siguiendo un proceso de gasificación por plasma, es que el coste de producción resulta mucho más barato que el resto de las técnicas de producción que se llevan a cabo actualmente. Por ello, y tras llegar a un acuerdo con la planta de gasificación con la central de ciclo combinado y la planta de regasificación por plasma, se ha establecido un precio de venta de 1,27 €/kg de hidrógeno. Para realizar la estimación, se ha supuesto que el precio de venta, así como la cantidad vendida de hidrógeno se mantiene constante. Se realiza esta suposición puesto que se espera que, en un futuro cercano, la cantidad de

hidrógeno vendido aumente a la vez que los precios disminuyen. Por ello, en balance, los ingresos obtenidos, de forma general, se mantienen constantes.

A continuación, se muestran en las siguientes tablas (Tabla 26, Tabla 27, Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30), el flujo de caja durante los siguientes 30 años, suponiendo el año 0 como el año en el que entra en funcionamiento la planta de gasificación. Los datos mostrados son:

- Ingresos (venta hidrógeno)
- EBITDA: Earnins Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization
- EBIT: Earnings Before Interests and Tax.
- Beneficio neto: beneficio después de impuestos. Se ha aplicado el impuesto sobre beneficios del 25%.
- Flujo de caja operativo
- Flujo de caja acumulado

Cabe destacar que los valores mostrados son una estimación que se ha realizado con los escasos datos que existen actualmente sobre este campo y la dificultad de obtenerlos. Se trata de un campo de estudio muy novedoso. Aunque actualmente se están realizando numerosas investigaciones acerca del hidrógeno, debido a su importancia de uso en el futuro, todavía existen muy pocos datos verídicos que permitan apoyar fehacientemente los valores mostrados en este trabajo. Sin embargo, sí pueden resultar como valores orientativos para desarrollos reales de lo que se expone en este proyecto.

<i>Flujo de caja</i>	<i>Año 0</i>	<i>Año 1</i>	<i>Año 2</i>	<i>Año 3</i>	<i>Año 4</i>	<i>Año 5</i>	<i>Año 6</i>
Venta hidrógeno		24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24554008.71
EBITDA		17,142,146	17,142,146	17,142,146	17,142,146	17,142,146	17142145.54
Amortización planta		8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8851250
EBIT		8,290,896	8,290,896	8,290,896	8,290,896	8,290,896	8290895.544
Impuesto sobre beneficios		2,072,724	2,072,724	2,072,724	2,072,724	2,072,724	2072723.886
Beneficio neto		6,218,172	6,218,172	6,218,172	6,218,172	6,218,172	6218171.658
Inversión	(265,537,500)						
Dotación amortización		8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8851250
Flujo de caja operativo	(265,537,500)	15,069,422	15,069,422	15,069,422	15,069,422	15,069,422	15069421.66
Flujo de caja acumulado	(265,537,500)	(250,468,078)	(235,398,657)	(220,329,235)	(205,259,813)	(190,190,392)	(175,120,970)

Tabla 26: Flujo de caja de los años 0 a 6 (Fuente: elaboración propia)

<i>Flujo de caja</i>	<i>Año 7</i>	<i>Año 8</i>	<i>Año 9</i>	<i>Año 10</i>	<i>Año 11</i>	<i>Año 12</i>	<i>Año 13</i>
Venta hidrógeno	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009
EBITDA	17,142,146	17,142,146	17,142,146	17,142,146	14,767,320	14,767,320	14,767,320
Amortización planta	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250
EBIT	8,290,896	8,290,896	8,290,896	8,290,896	5,916,070	5,916,070	5,916,070
Impuesto sobre beneficios	2,072,724	2,072,724	2,072,724	2,072,724	1,479,018	1,479,018	1,479,018
Beneficio neto	6,218,172	6,218,172	6,218,172	6,218,172	4,437,053	4,437,053	4,437,053
Inversión							

Dotación amortización	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250
Flujo de caja operativo	15,069,422	15,069,422	15,069,422	15,069,422	13,288,303	13,288,303	13,288,303
Flujo de caja acumulado	(160,051,548)	(144,982,127)	(129,912,705)	(114,843,283)	(101,554,981)	(88,266,678)	(74,978,375)

Tabla 27: Flujo de caja de los años 7 a 13 (Fuente: elaboración propia)

<i>Flujo de caja</i>	<i>Año 14</i>	<i>Año 15</i>	<i>Año 16</i>	<i>Año 17</i>	<i>Año 18</i>	<i>Año 19</i>	<i>Año 20</i>
Venta hidrógeno	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009
EBITDA	14,767,320	14,767,320	14,767,320	14,767,320	14,767,320	14,767,320	14,767,320
Amortización planta	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250
EBIT	5,916,070	5,916,070	5,916,070	5,916,070	5,916,070	5,916,070	5,916,070
Impuesto sobre beneficios	1,479,018	1,479,018	1,479,018	1,479,018	1,479,018	1,479,018	1,479,018
Beneficio neto	4,437,053	4,437,053	4,437,053	4,437,053	4,437,053	4,437,053	4,437,053
Inversión							
Dotación amortización	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250
Flujo de caja operativo	13,288,303	13,288,303	13,288,303	13,288,303	13,288,303	13,288,303	13,288,303
Flujo de caja acumulado	(61,690,072)	(48,401,769)	(35,113,466)	(21,825,163)	(8,536,861)	4,751,442	18,039,745

Tabla 28: Flujo de caja de los años 14 a 20 (Fuente: elaboración propia)

<i>Flujo de caja</i>	<i>Año 21</i>	<i>Año 22</i>	<i>Año 23</i>	<i>Año 24</i>	<i>Año 25</i>	<i>Año 26</i>	<i>Año 27</i>
Venta hidrógeno	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009
EBITDA	12,392,495	12,392,495	12,392,495	12,392,495	12,392,495	12,392,495	12,392,495
Amortización planta	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250
EBIT	3,541,245	3,541,245	3,541,245	3,541,245	3,541,245	3,541,245	3,541,245

Impuesto sobre beneficios	885,311	885,311	885,311	885,311	885,311	885,311	885,311
Beneficio neto	2,655,934	2,655,934	2,655,934	2,655,934	2,655,934	2,655,934	2,655,934
Inversión							
Dotación amortización	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250
Flujo de caja operativo	11,507,184	11,507,184	11,507,184	11,507,184	11,507,184	11,507,184	11,507,184
Flujo de caja acumulado	29,546,929	41,054,113	52,561,297	64,068,481	75,575,665	87,082,849	98,590,033

Tabla 29: Flujo de caja de los años 21 a 27 (Fuente: elaboración propia)

<i>Flujo de caja</i>	<i>Año 28</i>	<i>Año 29</i>	<i>Año 30</i>	<i>Media</i>
Venta hidrógeno	24,554,009	24,554,009	24,554,009	24,554,009
EBITDA	12,392,495	12,392,495	12,392,495	14,767,320
Amortización planta	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250
EBIT	3,541,245	3,541,245	3,541,245	5,916,070
Impuesto sobre beneficios	885,311	885,311	885,311	1,479,018
Beneficio neto	2,655,934	2,655,934	2,655,934	4,437,053
Inversión				(265,537,500)
Dotación amortización	8,851,250	8,851,250	8,851,250	8,851,250
Flujo de caja operativo	11,507,184	11,507,184	11,507,184	4,293,922
Flujo de caja acumulado	110,097,217	121,604,401	133,111,585	

Tabla 30: Flujo de caja de los años 28 a 30 (Fuente: elaboración propia)

9.1.4 RENTABILIDAD ECONÓMICA

Para analizar la rentabilidad económica de la operación, se va a analizar el VAN y el TIR.

El VAN es el Valor Actual Neto y se calcula de la siguiente manera:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^{30} \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde I_0 , indica el valor de la inversión inicial; i , la tasa de descuento; t , el periodo y F_t , los flujos de caja en cada periodo t . Sustituyendo los valores del caso analizado y una tasa de descuento del 3%, se obtiene:

$$VAN = 1.700.240,85 \text{ €}$$

El VAN obtenido tiene un valor positivo, lo cual indica que se trata de una inversión rentable.

Por otro lado, se analiza el TIR, que es la Tasa Interna de Retorno. Indica el valor que debería tener la tasa de descuento para que el VAN sea nulo. Es decir, para que no haya ni pérdidas ni ganancias. En este caso, el TIR obtenido es 3.05%. Como el TIR obtenido es superior a la tasa de descuento, se puede afirmar que el proyecto es rentable. Sin embargo, no existe mucha diferencia entre el TIR y la tasa de descuento empleada. Ello implica que se deben gestionar muy bien los recursos empleados a la hora de desarrollar el proyecto, con el fin de no obtener pérdidas.

9.2 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA MEZCLA DE HIDRÓGENO Y GAS NATURAL

A pesar de que, actualmente y en vistas al futuro, se están desarrollando numerosos estudios sobre la mezcla de gas natural con hidrógeno, no existen muchos datos verídicos y que, además, sean accesibles. Es por ello por lo que realizar un análisis económico resulta complicado.

En este apartado se analizarán las diferencias de costes entre el gas natural y el hidrógeno, así como los gastos, en términos relativos, de reacondicionamiento de las plantas para la admisión del hidrógeno.

En este estudio, se tratará a la central de ciclo combinado, Bahía de Bizkaia Electricidad, y a la planta de regasificación de gas natural, Bahía de Bizkaia Gas, como una sola, puesto que forman parte de la misma empresa.

9.2.1 DIFERENCIAS DE COSTES ENTRE EL GAS NATURAL Y EL HIDRÓGENO

La empresa Bahía de Bizkaia Gas, analizada en este proyecto, gestiona el gas natural en estado líquido, es decir, gas natural licuado (GNL). Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) (2022), el precio al que adquirió España el GNL en diciembre de 2021 fue de 58,24 €/MWh, 16,66€ superior al mes anterior. En la Figura 39 se muestra la evolución de los precios de adquisición del GN y del gas natural por gaseoducto.

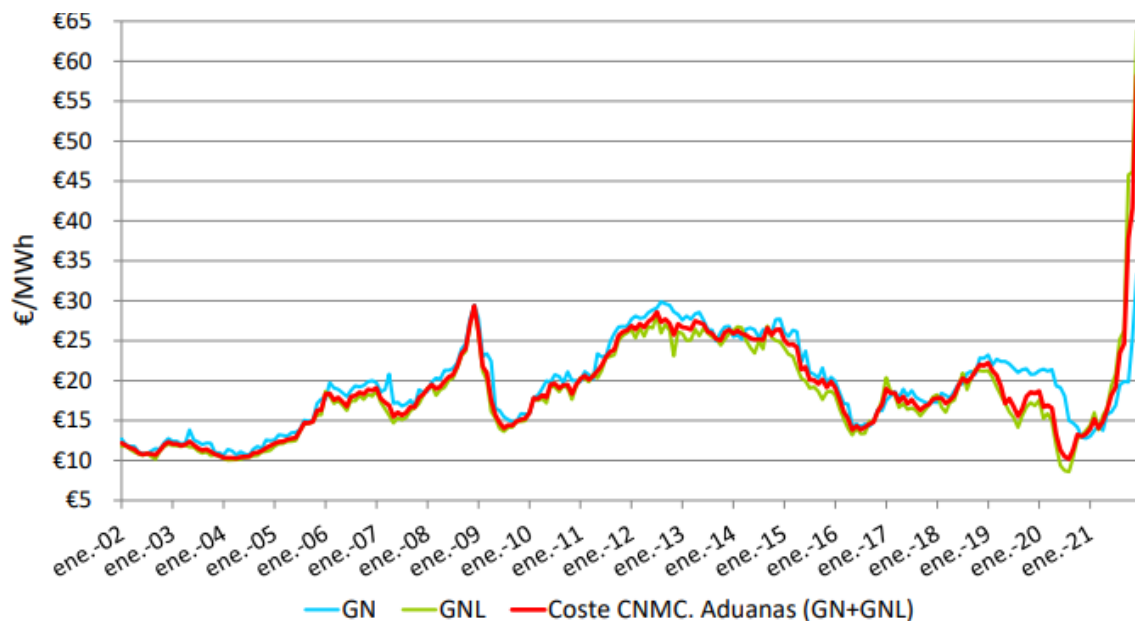


Figura 39: Evolución del coste del aprovisionamiento de gas natural en España (€/MWh) (Fuente: CNMC, 2022)

Como se puede observar, los precios del gas natural han aumentado considerablemente en el último año. La situación se ha visto empeorada por el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, que ha provocado un mayor incremento.

El volumen total empleado de gas natural en la red y en el ciclo combinado es 5.256.000.000 Nm³. Teniendo en cuenta que el PCI del gas natural 35,8 MJ/Nm³, y la respectiva conversión de MJ a MWh, se obtiene que la energía almacenada en dicho volumen es 52.268.041,81 MWh. Por consiguiente, el coste adquisición de tal cantidad de gas natural asciende a 3.044.090.755,27€/año.

Si se inyecta, tanto en la red como en el ciclo combinado, un 5% en volumen de hidrógeno, se obtiene que el volumen total de hidrógeno requerido es 5.173.851.230 Nm³, que contiene 51.451.117,28 MWh. El coste de adquisición de esta nueva cantidad asciende a 2.996.513.070,53 €/año, lo que supone una diferencia con la situación inicial de 47.577.684,74€/año.

Por otro lado, la cantidad de hidrógeno requerido en la mezcla es de 19.333.865,12 kg. A precio de adquisición de 1,27€/kg, el coste total asciende a 24.554.008,71 €/año. La cantidad de dinero ahorrado resulta ser:

$$\text{€ ahorrados} = 47.577.684,74 - 24.554.008,71 = 23.023.676,04 \text{ €/año}$$

Adicionalmente, se deben tener en cuenta los costes de transporte del gas natural y del hidrógeno por la red de tuberías. Según Cerezo et al. (2021), hablando en términos medios:

- Coste de transporte de gas natural = 3,5 €/MWh/1000km
- Coste de transporte hidrógeno = 2,64 €/MWh/1000km

Como se puede observar, hacer circular el hidrógeno resulta 0,86€ más barato, lo que también supone una gran ventaja.

Finalmente, cabe mencionar que la Unión Europea desea disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, como el CO₂. Por ello, los límites de emisiones serán cada vez más

estrictos y el precio del CO₂ será cada vez más elevado. En la siguiente Figura 40 se muestra la evolución de las emisiones de emisiones esperadas de CO₂ junto con su precio.

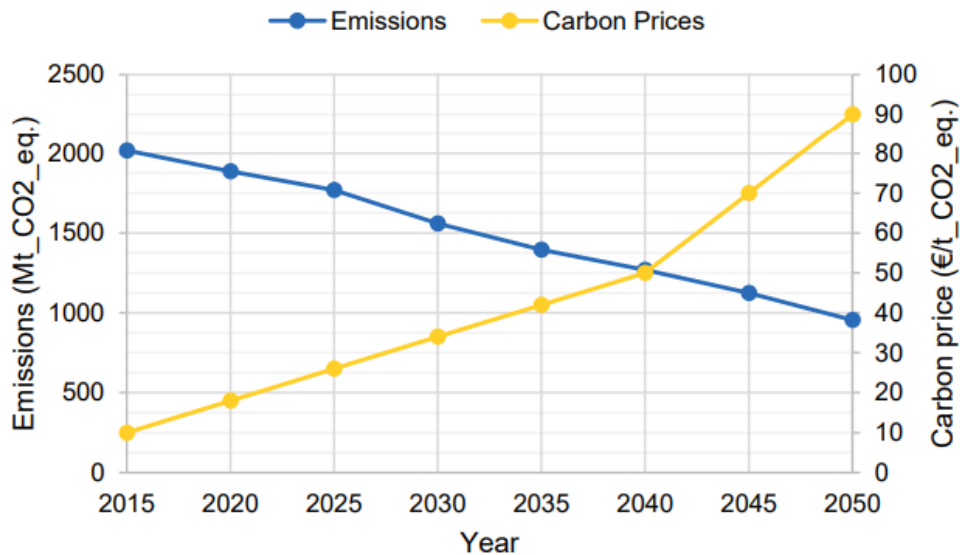


Figura 40: Gráfico de evolución de las emisiones y precios del CO₂ (Fuente: Cerezo et al., 2021)

Por consiguiente, se deben buscar soluciones y alternativas que permitan disminuir la cantidad de dióxido de carbono emitido. La cogeneración de gas natural con hidrógeno, resulta ser una de ellas.

9.2.2 COSTES DE REACONDICIONAMIENTO

Los costes de reacondicionamiento que se deben realizar en la central de ciclo combinado son, primordialmente, en las tuberías y en las turbinas de gas. Por otro lado, en la planta de regasificación, los costes de reacondicionamiento afectan a las tuberías, a las estaciones de compresión y a las estaciones de medida y regulación.

En la siguiente Tabla 31 se muestran los costes de reacondicionamientos de los equipos mencionados anteriormente, hablando en términos relativos.

<i>Componente</i>	<i>Reacondicionamiento</i>
Tubería de transmisión	10-35%
Turbina de gas	15-25%
Compresor	100%
Estación de medición de gas	20-40%

Tabla 31: Costes relativos de reacondicionamiento de los principales equipos (Fuente: Espinoza et al., 2021)

Capítulo 10. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En vista a los resultados obtenidos en los capítulos anteriores, se puede afirmar que la instalación de una planta de gasificación por plasma que produzca hidrógeno a partir de residuos en la comunidad autónoma del País Vasco es algo económica y tecnológicamente viable.

La cantidad media anual de residuos generada en dicha comunidad autónoma ronda alrededor de 237.000 toneladas, incluyendo los residuos sólidos urbanos y parte de los residuos forestales y agrícolas. No se ha considerado en los cálculos la cantidad total de los dos últimos tipos de residuos mencionados puesto que se realiza una menor y peor gestión sobre ellos.

Dichos residuos pueden ser tratados en la planta de gasificación por plasma, cuya construcción y puesta en funcionamiento se estima que conlleve dos años y medio y una inversión inicial de 265.537.500€. La cantidad media de hidrógeno que se puede llegar a producir a partir de los residuos mencionados resulta ser, de manera aproximada, 2.920,5 kg/h. Es decir, que anualmente se generarían 23.480.820 kg.

Para analizar los costes de operación, se ha estimado una vida útil de la planta de 30 años, durante los cuales los gastos de inversión inicial serán amortizados. Los costes medios anuales de operación resultan ser, redondeando, 9,787.000€. Suponiendo una venta constante de hidrógeno aproximada de 19.334.000 kg anuales a un precio de venta 1,27 €/kg, el beneficio medio anual obtenido es 4.293.922€. Con estos valores, el VAN positivo calculado con una tasa de descuento del 3% (1.700.240,85€) confirma que el proyecto resulta ser económicamente rentable.

Cabe destacar que el precio de venta de hidrógeno ha sido establecido como el precio mínimo con el que la planta obtendría beneficios y la inversión sería rentable. A un precio de venta

de 1,26€/kg, el VAN obtenido para una tasa de descuento del 3% sería negativo (-1.141.901,32€).

Sin embargo, el precio del hidrógeno que se produce hoy en día puede llegar a alcanzar hasta los 10€/kg. Esto demuestra que, con la tecnología de gasificación por plasma, se obtiene un hidrógeno mucho más barato que el que se comercializa actualmente, fabricado, principalmente, por electrolisis. Este hecho favorecería a que el hidrógeno se vuelva económicamente más competitivo y que su implantación en diversos ámbitos sea más factible.

El hidrógeno producido puede mezclarse, en una determinada proporción, con el gas natural y emplearse como combustible en las centrales de ciclo combinado, así como inyectarse en las redes de distribución de gas natural. En ambos, casos, es muy importante analizar las diferencias entre ambos elementos con el fin de determinar el impacto que tiene la inyección del hidrógeno. Las diferencias más importantes son:

- **Tamaño molecular.** El hidrógeno está formado por partículas más pequeñas lo que puede suponer un riesgo de fuga y filtraciones en las juntas si aumenta mucho la concentración de hidrógeno con respecto a la del gas natural.
- **Límites de inflamabilidad.** Son mayores las del hidrógeno. Esto puede suponer un mayor riesgo de explosión en caso de fuga en espacios cerrados y por ello, es recomendable, revisar los sistemas de seguridad para que detecten la presencia de hidrógeno.
- **Velocidad de la llama.** Es diez veces superior la del hidrógeno. Ello implica que la combustión de hidrógeno genera más emisiones de NOx. Puede ser necesario cambiar el sistema de captación de NOx si no es capaz de soportar el incremento de emisión.
- **Poder calorífico.** El del hidrógeno es más pequeño que el del gas natural, lo que supone que, para generar la misma cantidad de energía, se requiere un mayor volumen de hidrógeno. Si se desea emplear una gran cantidad de hidrógeno en la mezcla, puede ser necesario que las tuberías de suministro de gas sean más grandes.

Teniendo todas estas características en cuenta, las principales tecnologías de la central de ciclo combinado y de la red de gas natural que se ven afectadas por la inyección de hidrógeno son las turbinas, las tuberías, los compresores y las estaciones regulación y control. Cada una de ellas tiene un límite de admisión de hidrógeno. Las que marcan una mayor restricción son las turbinas y los compresores.

A pesar de que se comercializan turbinas que admiten hasta un 30% en volumen de hidrógeno y ya se ha desarrollado una que puede trabajar con un 100% de hidrógeno, la realidad es que no todas llegan a estos límites. Se ha demostrado todas las turbinas admiten hasta un 5% de hidrógeno en volumen. Adicionalmente, los compresores también se ven marcados por dicho límite.

Llevando estas propiedades al caso concreto de la central de ciclo combinado, Bahía de Bizkaia Electricidad, y la planta de regasificación, Bahía de Bizkaia Gas, y teniendo en cuenta la antigüedad y características de sus componentes se ha determinado que, como comienzo, se puede inyectar un 5% de hidrógeno en ambas instalaciones.

Esta inyección de hidrógeno tiene varias consecuencias. En la central de ciclo combinado, se reducen las emisiones de dióxido de carbono en una cantidad de 6.562.545 kg, lo que demuestra el gran impacto ambiental, valorado positivamente, que tiene el uso de hidrógeno como combustible.

Por otro lado, se disminuye la cantidad de gas natural requerido e importado del exterior del país. En total, sumando la demanda de la planta de regasificación y de la central de ciclo combinado, se obtiene que, con la inyección de un 5% de hidrógeno, se ahorra una cantidad total 82.148.769,9 Nm³ de gas natural, lo que supone un ahorro de 23.023.676€ anuales por la diferencia de precio de adquisición del gas natural y el hidrógeno.

El hidrógeno generado por el proceso de gasificación por plasma es más barato que el gas natural adquirido. Adicionalmente, el hidrógeno empleado ha sido producido y generado en el España, mientras que el gas natural debe ser importado del extranjero. Por lo que el uso del hidrógeno favorecería a la economía del país.

Bahía de Bizkaia Electricidad y Bahía de Bizkaia Gas pueden aprovechar el dinero ahorrado en la compra de gas natural y reinvertirlo en reacondicionar las tecnologías anteriormente mencionadas y que se ven afectadas por el uso de hidrógeno. Los costes de estos reacondicionamientos son muy difíciles de calcular con exactitud debido a la falta de datos. Sin embargo, sí se pueden expresar en términos relativos. Generan un aumento de los costes que varía desde el 10% hasta el 100% en función de la tecnología tratada y la cantidad de hidrógeno inyectado.

Capítulo 11. CONCLUSIONES Y TRABAJOS

FUTUROS

En vista a los resultados obtenidos y analizados en el apartado anterior, se puede concluir que la instalación de una planta de gasificación por plasma en la que se traten los residuos sólidos urbanos, los residuos forestales y los residuos agrícolas para la producción de hidrógeno es tecnológica y económicamente factible. Este hecho ya ha sido demostrado por otros estudios y análisis, como pueden ser los trabajos de Valenciano (2015), Iber (2021), Arredondo (2019) o Sánchez (2018).

Lo novedoso de este proyecto, en comparación con los trabajos anteriormente mencionados, es que plantea el uso del hidrógeno como sustituto de un cierto porcentaje de gas natural en la red de distribución de gas natural y como combustible en las centrales de ciclo combinado. A pesar de que, este proyecto, se centre en la comunidad autónoma del País Vasco con el fin de simplificar los datos y cálculos, se trata de un estudio que puede ser aplicado en cualquier parte de España y del mundo. Adicionalmente, los límites de inyección de hidrógeno marcados pueden ser extrapolados a cualquier red de gas natural y central de ciclo combinado, puesto que se han mantenido valores genéricos.

El hidrógeno es un elemento sobre el que se están desarrollando numerosos estudios hoy en día. Se tienen puestas muchas esperanzas en que sea un factor clave para alcanzar la descarbonización gracias a su uso en la automoción y en la generación de energía eléctrica. Concretamente, la idea de usar el hidrógeno como sustituto del gas natural, aunque no sea novedosa, no ha sido estudiada y analizada exhaustivamente hasta hoy en día. Por ello, todavía no existen muchos datos fehacientes sobre el proceso.

Sin embargo, este tipo de estudios, como el que se realiza en este trabajo, son necesarios. El futuro de la generación energética pertenece a las energías renovables. Pero se debe tener en cuenta que este tipo de energías tienen el gran inconveniente de que no son gestionables por

el hombre, sino que dependen, inevitablemente, de las condiciones meteorológicas que se den. Por ello, se deben buscar alternativas de generación energética que, además, sean respetuosas con el medio ambiente. El hidrógeno es una de ellas.

Como bien se ha demostrado, el uso de hidrógeno como combustible en una central de ciclo combinado consigue reducir considerablemente las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Actualmente, las centrales de ciclo combinado constituyen una de las principales tecnologías de apoyo a las energías renovables. Funcionan en aquellos momentos en los que las renovables no son capaces de satisfacer la demanda. Por ello, el hecho de conseguir que, con el hidrógeno, se disminuyan las emisiones de gases contaminantes en las tecnologías de apoyo, supone una gran ventaja. Si bien es cierto que, actualmente, las turbinas existentes no admiten una gran cantidad de hidrógeno como combustible, se espera que en el futuro sean capaces de funcionar solamente con este elemento, lo que permitiría conseguir que las emisiones de CO₂ sean completamente nulas.

Por otro lado, la otra gran ventaja que presenta la inyección de hidrógeno en las centrales de ciclo combinado y en la red de gas natural, es la disminución de consumo de gas natural. Por un lado, dicho elemento no es de procedencia nacional y, por otro, presenta unos precios muy variables que inestabilizan la economía. Por ello, y como también ha sido demostrado en este proyecto, reducir el consumo de gas natural y sustituirlo por un hidrógeno de producción nacional, permitiría ahorrar e invertir el dinero en la economía del país.

Existen estudios que afirman que, con la inyección de hidrógeno en la red de gas natural, aumentarían los precios de la electricidad. Bart et al. (2022), establece que, de media, los precios en los hogares de los países de la Unión Europea se incrementarían en un 11% si se inyecta un 20% de hidrógeno y menos de un 1% si se inyecta un 5%. Esto se debe a que el hidrógeno es un elemento muy costoso de conseguir, haciendo que sea más caro que el gas natural.

Es aquí donde lo expuesto en este trabajo también resulta novedoso y de gran aportación. En la mayoría de los estudios, el hidrógeno analizado ha sido obtenido a partir del agua, siguiendo un proceso de electrolisis. Dicho proceso resulta muy costoso, provocando que el

precio del hidrógeno sea muy alto. Sin embargo, el hidrógeno obtenido a partir de residuos, siguiendo un proceso de gasificación por plasma, resulta ser mucho más barato. Esto permite que el precio del hidrógeno sea más competitivo e, incluso, más barato que el del gas natural.

Adicionalmente, también permite dar un uso a los residuos que, de otra forma, irían a parar a los vertederos que la Unión Europea desea eliminar antes del año 2030. También permitiría aprovechar una gran cantidad de residuos forestales, que actualmente no se recogen e incrementan el riesgo de propagación de incendio. La correcta gestión y uso de dichos residuos, ayudaría a mitigar ese riesgo.

Concluyendo, la sustitución de cierta parte de gas natural por un hidrógeno producido a partir de residuos es algo que se puede hacer y que, además, tiene numerosas ventajas económicas y medioambientales. El límite de sustitución es algo más difícil de determinar y depende de cada caso en concreto. El establecido en este proyecto (5% en volumen) constituye un valor genérico y que puede ser aplicado en casi todas las centrales de ciclo combinado y redes de gas natural, puesto que es la cantidad admitida por los distintos equipos tecnológicos.

En vistas al futuro, se espera que dicho límite vaya aumentando. Para ello, es necesario ir revisando el correcto funcionamiento de todo el sistema e incrementar, de manera progresiva, la cantidad de hidrógeno hasta alcanzar un determinado límite, que depende de cada equipo tecnológico. Llegado a dicho punto y, en vistas a la evolución del uso del hidrógeno, sería recomendable la modernización de las instalaciones para que dispongan de tecnologías capaces de funcionar con elevadas cantidades de este elemento.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- Acciona. (2004). *El proceso de gasificación y vitrificación de residuos por plasma con optimización de la producción eléctrica. "Trasformando los residuos en energía"*.
Obtenido de Fundacionenergia:
<http://www.fundacionenergia.es/pdfs/Biomada%2006/J.Hidalgo.pdf>
- Acosta, Y., & Abreu, M. (2005). La digestión anaerobia. Aspectos teóricos. Parte I. *ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar.*, 39(1), 35-48. Obtenido de
<https://www.redalyc.org/pdf/2231/223120659006.pdf>
- Afanasjeva, N., Castillo, L., & Sinisterra, J. (2018). Biomasa lignocelulósica. Parte II: Tendencias en la pirólisis de biomasa. *Journal of Science with Technological Applications*, 4-22. Obtenido de <https://www.jsta.cl/resource?doi=jsta.18.5.31>
- Agència de Residus de Catalunya. (09 de septiembre de 2009). *Digestión anaerobia*.
Obtenido de Generalitat de Catalunya:
https://residus.gencat.cat/es/ambits_dactuacio/valoritzacio_reciclatge/instal_lacions_de_gestio/tractament_biologic/digestio_anaerobia/
- Agencia Extremeña de la Energía. (s.f.). *La biomasa forestal*. Obtenido de
<https://www.agenex.net/images/stories/deptos/la-biomas-forestal.pdf>
- Aguado, R., Calvo, J., Cateleiro, J., Jove, E., Quintián, H., & Zayas, F. (2021). *Hidrógeno y su almacenamiento. El futuro de la energía eléctrica*. Universidade da Coruña.
Obtenido de
https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/27268/Aguado_Molina_2021_Hidrogeno_y_su_almacenamiento.pdf?sequence=3
- Airtècnics. (2021). *Filtros HEPA, ¿qué son y cómo funcionan?* Obtenido de airtècnics:
<https://www.airtecnics.com/es/noticias/filtros-hepa-que-son-y-como-funcionan>

Algor. (2021). *Energía 2021*. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española.

Aresi, L., & Zulkiply, Z. (16 de Junio de 2021). *GE Technology to Power Australia's First Dual-Fuel Gas and Hydrogen Power Plant*. Obtenido de General Electrics: <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-technology-to-power-australias-first-dual-fuel-gas-and-hydrogen-power-plant>

Arredondo, D. (2019). *Estudio del aprovechamiento energético de los residuos biomásicos en una microrred inteligente*. (TFG, Universidad Pontificia Comillas de Madrid). Obtenido de <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/34588/TFG-ArredondoBonilla%2CDionisio.pdf?sequence=1>

Asociación Española Cogeneración, Cogen España, & Everis. (Junio de 2021). *Entendimiento del Mercado del Hidrógeno y sus oportunidades para la Cogeneración*. Obtenido de Ateneo de Energía: <https://www.ateneodeenergia.org/informes-mercado/35-informes/838-entendimiento-del-mercado-del-hidrogeno-y-sus-oportunidades-para-la-cogeneracion>

Aznar, H. (23 de Abril de 2018). *Método aproximado N°4: diseño de condensadores de superficie*. Obtenido de Proyectos Industriales: <https://proyectplant.wordpress.com/2018/04/23/metodo-aproximado-no-4-diseno-de-condensadores-de-superficie/#:~:text=Un%20condensador%20de%20superficie%20es,met%C3%A1lica%20del%20tipo%20haz%20tubular.>

Bahía de Bizkaia Electricidad. (s.f.). *Introducción*. Obtenido de Bahía de Bizkaia Electricidad: <https://www.bbe.es/descripcion-tecnica/introduccion/>

Balkey, K., Canonico, D., Guzmán, A., Nelson, Webster, M., & Weinman, S. (s.f.). *ASME normas y certificación. Ejemplos de uso de códigos y normas para los estudiantes de ingeniería mecánica y otros*. Obtenido de ASME:

[https://www.asme.org/wwwasmeorg/media/resourcefiles/aboutasme/who%20we%20are/standards_and_certification/scstudentbr_aug15r3-\(002\).pdf](https://www.asme.org/wwwasmeorg/media/resourcefiles/aboutasme/who%20we%20are/standards_and_certification/scstudentbr_aug15r3-(002).pdf)

Bard, J., Beil, M., Buddensiek, M., Gerhardt, N., Selzam, P., & Wiemer, M. (2022). *The limitations of hydrogen blending in the european gas grid*. Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology. Obtenido de https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_ShortStudy_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf

Barrena, V. (2018). *Estudio de una microrred en Almendralejo. Análisis de la implantación de generación de energía por gasificación por plasma de la biomasa*. (TFM, Universidad Pontificia Comillas de Madrid).

Bedoya, I., Herrera, B., & Uribe, E. (2019). Estudio teórico, numérico y experimental de la intercambiabilidad del gas natural en Antioquia. *DYNA*, 86 (208), 346-354. Obtenido de <https://www.redalyc.org/journal/496/49660955043/html/>

BenorthH2. (s.f.). *BenorthH2 es la primera planta de hidrógeno verde de España*. Obtenido de Benorth2: <https://www.benorth2.com/planta-hidrogeno/#pionera/>

Briseño, J., Felipe, C., López, F., & Lima, E. (2020). Valoración energética de los residuos sólidos mediante la tecnología de gasificación por plasma. *Revista Tendencias en Docencia e Investigación en Química*, 6(6), 190-195. Obtenido de <http://zaloamati.azc.uam.mx/handle/11191/7712>

Castells, X. E. (2012). *Reciclaje de residuos industriales residuos sólidos urbanos y fangos de depuradora*. Ediciones Díaz de Santos. Obtenido de https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=8yWSZEBQsXgC&oi=fnd&pg=PR3&dq=residuos+s%C3%B3lidos+urbanos&ots=m4X30oJj64&sig=zApZ9Aex1wkB2zM3eO_LJ2Mcuak#v=onepage&q=residuos%20s%C3%B3lidos%20urbanos&f=false

- Catillaz, J., Donohue, J., & Goldmeer, J. (2021). *Hydrogen as a fuel for gas turbines*. Obtenido de GE Gas Power: https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-fuel-for-gas-turbines-gea34979.pdf
- Cecala, A., O'Brien, A., Schall, J., Colinet, J., Franta, R., Schultz, M., . . . Ellis, M. (2019). *Dust control handbook for industrial minerals mining and processing*. Pittsburg: Niosh. Obtenido de <https://www.cdc.gov/niosh/mining/userfiles/works/pdfs/2019-124.pdf>
- Centro de Coordinación de la Información Nacional sobre Incendios Forestales. (2021). *Avance Informativo de Incendios Forestales del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021*. Obtenido de Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/estadisticas/avanceinformativo31diciembre2021_revisado_tcm30-132545.pdf
- Centro Nacional del Hidrógeno. (2021). *El Hidrógeno*. Obtenido de Centro Nacional del Hidrógeno: <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>
- Cerezo, A., Lohnhard, R., Sánchez, J., Steiner, C., Storch, L., & Villuendas, T. (2021). *Hydrogen in Gas Grids. A systematic validation approach at various admixture levels into high-pressure grids*. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Obtenido de https://higgsproject.eu/wp-content/uploads/2022/05/Attachment_0-4.pdf
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2022). *Boletín informativo del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de diciembre de 2021*. CNMC. Obtenido de <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4079652.pdf>
- Contaminantes, R. E. (s.f.). *Dioxinas y furanos (PCDD+PCDF)*. Obtenido de Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes: <https://prtr-es.es/Dioxinas-y-Furanos-PCDDPCDF,15634,11,2007.html>

- del Pozo, M. (1991). Selección de emplazamientos para vertederos controlados. *Informes de la construcción*, 42(412), 23-40. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2769174>
- Endesa. (2022). *Central térmica de ciclo combinado*. Obtenido de Funcación Endesa: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado>
- Envira. (19 de Mayo de 2021). *Vertedero controlados de residuos: procedimiento de vigilancia*. Obtenido de Eurofins. Envira Ingenieros Asesores: <https://envira.es/es/vertederos-controlados-residuos/>
- Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI. (2022). *Tema 4 Ingeniería Medioambiental. Contaminación Suelo y Residuos Sólidos*. Obtenido de Universidad Pontificia Comillas: https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/3223371/mod_resource/content/4/4.%20GRSU%20Suelo%20y%20vertedero%202019_20_FINAL.pdf
- Espinoza, E., Farías, R., Fuster, J., Machuca, N., Tello, P., & Vásquez, R. (2021). *Inyección de hidrógeno en redes de gas natural*. Santiago de Chile: Ministerio de Energía de Chile. Obtenido de <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2021/05/08185522/Estudio-Inyeccion-de-H2-a-red-de-gas-natural-GIZ-4e.pdf>
- Eustat. (27 de Julio de 2021). *Producción agrícola de la C.A. de Euskadi por tipo de cultivo según territorio histórico. 2020*. Obtenido de Eustat: https://www.eustat.eus/elementos/ele0012200/produccion-agricola-de-la-ca-de-euskadi-por-tipo-de-cultivo-segun-territorio-historico/tbl0012208_c.html
- Eustat. (19 de Abril de 2022). *Residuos urbanos (kilogramos/habitante) generados en la C.A. de Euskadi y en los países de la Unión Europea. 2003-2020*. Obtenido de Eustat: https://www.eustat.eus/elementos/tbl0016845_c.html

- Eustat. (19 de Abril de 2022a). *Residuos urbanos (kilogramos/habitante) depositados en vertederos en la C.A. de Euskadi y en los países de la Unión Europea. 2003-2020*. Obtenido de Eustat: https://www.eustat.eus/elementos/ele0014500/residuos-urbanos-kilogramoshabitante-depositados-en-vertederos-por-pais/tbl0014599_c.html
- Forkel, E. (2018). *Propuesta de diseño para un extractor tipo ciclón para la industria metalúrgica de materiales no ferrosos en servicio industrial Ramírez*. (TFG, Universidad de San Carlos de Guatemala). Obtenido de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/8642/1/Ewald%20Ferdinando%20Forkel%20Ramirez.pdf>
- Fundación Canal. (22 de Abril de 2021). *¿Qué es eso del hidrógeno?*. Obtenido de Fundación Canal. Canal de Isabel II.: https://www.fundacioncanal.com/blog/que-es-eso-del-hidrogeno/?gclid=EAIaIQobChMIhPbpo_Gf9gIVqYKDBx1wVArSEAAAYASAAEgKRVfD_BwE#audio-enlace
- García, A. (2021). *Recuperación energética sostenible de residuos biomásicos agrícolas, forestales y urbanos*. (TFG, Universidad Pontificia Comillas de Madrid).
- García, J. (17 de febrero de 2020). Los 17 vertederos de Euskadi. *El Correo*. Obtenido de <https://www.elcorreo.com/bizkaia/vertederos-euskadi-20200216084101-nt.html>
- General Electrics Gas Power. (s.f.). *GE innovates Australia's first hydrogen-blend power plant*. Obtenido de General Electrics: <https://www.ge.com/gas-power/resources/case-studies/australias-first-dual-fuel-hydrogen-plant>
- Gobierno de España. (s.f.). *El Gas Natural*. Obtenido de Gobierno de España. Secretaría de Estado de Energía: <https://energia.gob.es/gas/Paginas/Index.aspx>
- Gobierno Vasco. (2020). *Estadística de Residuos no Peligrosos de la C.A. del País Vasco. 2020*. Obtenido de Departamento de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio

- Ambiente. Gobierno Vasco.: https://www.euskadi.eus/web01-a2inghon/es/contenidos/estadistica/amb_res_nopel_2020/es_def/index.shtml
- Goldmeer, J. (2019). *Power to gas: hydrogen for power generation*. General Electric Company.
- Goldmeer, J. [4e Chile GIZ]. (14 de octubre de 2020). *Taller Técnico Hidrógeno Verde – 14.10.2020: Generación de energía con turbinas de gas de GE*. [Archivo de vídeo]. Youtube. <https://www.youtube.com/watch?v=Bw24ILTmtQ>
- Goldmeer, J. (14 de Octubre de 2020). Taller Técnico Hidrógeno Verde - 14.10.2020: Generación de energía con turbinas de gas de GE. Obtenido de 4e Chile GIZ: <https://www.youtube.com/watch?v=Bw24ILTmtQ>
- González, A. (s.f.). *Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno*. Universidad de Girona. Obtenido de http://www2.udg.edu/Portals/88/proc_industrials/5%20-%20Otros%20Combustibles-Hidrogeno.pdf
- Green Living. (12 de Julio de 2021). *Vertederos ilegales en España: un problema incontrolado*. Obtenido de ECOLUBA: <https://www.ecoluba.com/blog/post/vertederos-ilegales-en-espana-un-problema-incontrolado#:~:text=El%20problema%20de%20los%20vertidos%20ilegales%20en%20Espa%C3%B1a&text=En%20el%20a%C3%B1o%202017%2C%20mientras,contaba%20con%201.513%20vertederos%20irregulare>
- Guerra, N. (2016). *Generación eléctrica mediante gasificación por plasma de residuos sólidos municipales*. (TFM, Universidad de Chile).
- HAZI. (2020a). *El bosque vasco en cifras 2020*. Obtenido de Departamento de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente. Gobierno Vasco.: https://www.euskadi.eus/contenidos/informacion/mapa_forestal_2020/es_agripes/adjuntos/El-bosque-vasco-en-cifras-2020.pdf

- HAZI. (Julio de 2020b). *Previsiones generales de producción de biomasa forestal no maderable en los próximos 20 años en la CAPV*. Obtenido de HAZI.
- Hidrógeno Verde. (s.f.). *Precio del Hidrógeno*. Obtenido de Hidrógeno Verde:
<https://hidrogeno-verde.es/precio-del-hidrogeno/#:~:text=Teniendo%20en%20cuenta%20todos%20estos,y%2010%20euros%20por%20kilogramo>.
- Iber, E. (2021). *Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Ciudad Real*. (TFG, Universidad Pontificia de Comillas de Madrid).
- Instituto Nacional de Estadística. (23 de noviembre de 2021). *Estadística sobre recogida y tratamiento de residuos. Resultados*. Obtenido de INE:
https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736176844&menu=resultados&idp=1254735976612
- Junta de Castilla y León. (s.f.). *Residuos agrícolas, forestales, ganaderos y cultivos energéticos*. Obtenido de Energía y Minería de Castilla y León:
<https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/residuos-agricolas-forestales-ganaderos.html#:~:text=Los%20residuos%20forestales%20proceden%20del,madera%2C%20como%20muebles%2C%20etc>
- Klug, M. (2012). Pirólisis, un proceso para derretir la biomasa. *Revista de Química PUCP*, 26 (1-2), 37-40. Obtenido de <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/quimica/article/view/5547/5543>
- Lenntech. (s.f.). *Hidrógeno - H*. Obtenido de Lenntech:
<https://www.lenntech.es/periodica/elementos/h.htm#:~:text=Propiedades%3A%20El%20hidr%C3%B3geno%20com%C3%BAn%20tiene,del%20aire%2C%20es%20de%200.0695>.
- Linares, J., & Moratilla, B. (2007a). *El hidrógeno y la energía*. (U. P. Comillas, Ed.) Madrid. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/libro?codigo=285044>

- Linares, J., & Moratilla, B. (2007b). *El hidrógeno y la energía*. Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Obtenido de <https://www.comillas.edu/documentos/catedras/crm/descargas/2006-2007/aula%2018.04.2007.pdf>
- Martín, S. (1997). *Producción y recuperación del biogás en vertederos controlados de residuos sólidos urbano: análisis de variables y modelización*. (Tesis doctora, Universidad de Oviedo). Obtenido de <https://digibuo.uniovi.es/dspace/handle/10651/14401>
- Martínez, R. (2012). *Nuevos materiales para conversión y almacenamiento de energía: un paso hacia la economía del hidrógeno*. (Tesis doctoral, Universidad Autónoma de Madrid). Obtenido de https://repositorio.uam.es/bitstream/handle/10486/11767/58189_martinez_coronado_ruben.pdf?sequence=1
- Martínez, R., & Merino, P. (2022). El mercado del gas natural: visión general y análisis del mercado europeo. *Boletín económico de ICE, Información Comercial Española*, (3142), 23-39. Obtenido de <http://www.revistasice.com/index.php/BICE/article/view/7337/7392>
- Mendoza, J. (2002). *Análisis del diseño termodinámico de centrales eléctricas de ciclo combinado*. (Tesis, Universidad de Piura).
- Ministerio de Agricultura Alimentación y Medio Ambiente. (2013). *Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre*. Obtenido de Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2013/10/18/815>
- Ministerio para la Transición Ecológica. (2019). *Memoria Anual de Generación y Gestión de Residuos. Residuos de Competencia Municipal*. Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion->

ambiental/publicaciones/memoriaanual2019generacionygestionresiduosrescompeteciamicomunicipal_tcm30-534462.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *Sistemas de tratamiento. Depósito en vertedero*. Obtenido de Gobierno de España: <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/prevencion-y-gestion-residuos/flujos/domesticos/gestion/sistema-tratamiento/Deposito-en-vertedero.aspx>

Muñoz, E. (2018). *Revisión de la gasificación por plasma, una tecnología para reutilizar y producir*. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10654/17917>

OMNI Conversion Technologies. (22 de Abril de 2021). *OMNI CT sells first OMNI200 Hydrogen unit*. Obtenido de OMNICT: <https://omnict.com/news-post/omni-ct-sells-first-omni200-hydrogen-unit/>

PRTR España. (2021). *Bahía de Bizkaia Electricidad*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Obtenido de https://prtr-es.es/informes/fichacomplejo.aspx?Id_Complejo=4953

PRTR España. (s.f.). *Dioxinas y Furanos (PCDD+PCDF)*. Obtenido de Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes: <https://prtr-es.es/Dioxinas-y-Furanos-PCDDPCDF,15634,11,2007.html>

PTE-HPC. (s.f.). *Biomasa por Comunidad Autónoma*. Obtenido de PTE-HPC: <http://ptehpc.net/Docs/GAC/HyWays/Documentacion/Biomasa%20por%20Comunidad%20Aut%C3%B3noma.pdf>

PwC España. (2021). *Los mercados mayoristas eléctricos y su adaptación a la Transición Energética*. PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L.

Reciclame. (n.d.). *Vertederos Controlados*. Obtenido de Reciclame: <https://www.reciclame.info/gestion-de-residuos-2/vertederos-controlados/>

- Riiber, K. (31 de mayo de 2022). *First gas turbine powered by pure hydrogen*. Obtenido de University of Stavanger: <https://www.uis.no/en/energy/first-gas-turbine-powered-by-pure-hydrogen>
- Rioja, I. (5 de Febrero de 2022). Zaldibar, dos años del derrumbe del vertedero que sepultó a dos trabajadores y 30 años más para regenerar la zona. *El Diario*. Obtenido de https://www.eldiario.es/euskadi/seis-meses-derrumbe-zaldibar-imagenes_3_6167074.html
- Roca, R. (11 de junio de 2022). *Hacen funcionar por primera vez una turbina de gas con 100% hidrógeno*. Obtenido de El Periódico de la Energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/hacen-funcionar-por-primera-vez-una-turbina-de-gas-con-100-de-hidrogeno/>
- Rodríguez, M. (2021). Consumismo: la revolución pendiente. *Larium: Revista Humanístico-literaria*, (11), 29-30. Obtenido de <https://castillodelibros.com/wp-content/uploads/2021/06/Lararium-11-3.pdf>
- Romeo, M. (2019). *Diseño de una planta de gasificación por plasma para el tratamiento de RSU de un vertedero controlado en el Somontano*. (TFM, Universidad Pontificia Comillas de Madrid).
- Sánchez, M. (2018). *Análisis de una microrred para el suministro de energía eléctrica en Ponferrada*. (TFG, Universidad Pontificia Comillas de Madrid).
- Seguí, P. (8 de Enero de 2020). *La planta incineradora que produce energía y es una pista de esquí*. Obtenido de OVACEN: <https://ovacen.com/planta-incineradora-energia/>
- SMV. (7 de febrero de 2020). *La importancia del tratamiento de residuos agrícolas*. Obtenido de Servicios Medioambientales de Valencia S.L.: <https://www.smv.es/importancia-tratamiento-residuos-agricolas/>

- TECAM. (s.f.). *Compuestos Halogenados. Compuestos químicos ácidos*. Obtenido de
TECAM: https://tecamgroup.com/es/tratamiento-de-emisiones/compuestos_halogenados/
- UN Environment Programme. (s.f.). *Cuestiones técnicas: Inflamabilidad*. Obtenido de
UNEP: https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/26821/7885FSKigali10_SP.pdf?sequence=3&isAllowed=y
- UNICAN. (s.f.). *Tablas datos*. Obtenido de Universidad de Cantabria:
<https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1447/course/section/1881/tablas%20datos.pdf>
- UNIDECO. (s.f.). *Tecnología de gasificación de residuos sólidos urbanos*. Obtenido de
<https://www.unideco.com/AMBIENTAL/Residups%20solidos%20urbanos%20RSU/Gasificacion/GasificacionBinder1.pdf>
- Universidad Pontificia Comillas. (s.f.). *Tablas y Diagramas*. Universidad Pontificia Comillas. Departamento de Ingeniería Mecánica.
- Urien, A. (2013). *Obtención de biocarbones y biocombustibles mediante pirólisis de biomasa residual*. (TFM, Universidad Nacional de Educación a Distancia). Obtenido de
https://digital.csic.es/bitstream/10261/80225/1/BIOCARBONES_CENIM_CSIC.pdf
- Valenciano, A. (2015). *Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Huesca*. (TFG, Universidad Pontificia de Comillas de Madrid).
- Westinghouse Plasma Corporation. (2013). *Resumen de calificaciones. Tecnología de gasificación por plasma de Westinghouse*. Westinghouse Plasma Corporation. Una división de Alter NRG Corp. Obtenido de <https://docplayer.es/10122250-Resumen-de-calificaciones.html>

Westinghouse Plasma Corporation. (s.f.). *Gasificación por plasma de Westinghouse.*

Obtenido de SCRIBD: <https://www.scribd.com/document/367806608/Gasificacion-Westinghouse>

Wien Energie. (s.f.). *Empresa. Generación de energía.* Obtenido de Wien Energie:

<https://www.wienenergie.at/ueber-uns/unternehmen/energie-klimaschutz/energieerzeugung/abfallverwertungsanlagen/>