



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO
MEDIANTE EL TRATAMIENTO DE
RESIDUOS ORGÁNICOS**

Autor: Luis Moreno Font
Director: Ignacio Martín Gutiérrez

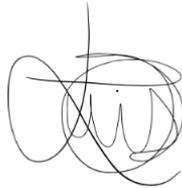
MADRID | Enero 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**Obtención de Hidrógeno mediante el tratamiento de Residuos
Orgánicos**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/2025 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.: Luis Moreno Font

Fecha: 08 / 01 / 2025

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

2025.01.0

8 10:06:07

+11'00'



Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 08 / 01 / 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO
MEDIANTE EL TRATAMIENTO DE
RESIDUOS ORGÁNICOS**

Autor: Luis Moreno Font
Director: Ignacio Martín Gutiérrez

MADRID | Enero 2025

RESUMEN DEL PROYECTO

La gestión de residuos sólidos urbanos (RSU) se ha convertido en uno de los mayores retos medioambientales del siglo XXI, especialmente en un contexto global caracterizado por el rápido crecimiento poblacional, la urbanización intensiva y el cambio climático. En este escenario, la búsqueda de soluciones sostenibles que reduzcan el impacto ambiental y promuevan la economía circular es imperativa. Tradicionalmente, la disposición final de residuos mediante vertederos y la incineración han sido las prácticas predominantes; sin embargo, estas alternativas presentan limitaciones significativas, como la generación de gases de efecto invernadero, la contaminación de suelos y aguas subterráneas, y la pérdida de recursos valiosos que podrían ser recuperados y valorizados.

En respuesta a estas limitaciones, la gasificación por plasma ha emergido como una tecnología innovadora y versátil para la valorización energética de residuos. Este proceso no solo minimiza el volumen de desechos, sino que también permite la producción de un gas de síntesis (syngas) de alta calidad, que puede ser utilizado para generar electricidad, calor o hidrógeno, un combustible clave en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles. A diferencia de otros métodos de valorización, la gasificación por plasma opera a temperaturas extremadamente altas, lo que garantiza la descomposición completa de los residuos en sus componentes más básicos, reduciendo al mínimo la generación de contaminantes secundarios y produciendo subproductos reutilizables como la escoria vitrificada.

El presente trabajo se centra en el diseño y análisis de una planta de gasificación por plasma en la ciudad de Burgos, como respuesta a la creciente generación de residuos y la necesidad de diversificar las fuentes de energía renovable. Con una población de más de 170.000 habitantes y una generación anual de cerca de 70 millones de kilogramos de residuos, Burgos representa un caso de estudio ideal para evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de esta tecnología. En particular, el proyecto busca transformar 20.000 toneladas anuales de RSU en hidrógeno verde, un vector energético esencial para la descarbonización de sectores como la industria y el transporte.

El trabajo se estructura en varios capítulos que abordan, de manera integral, los aspectos técnicos, económicos y medioambientales del proyecto. En primer lugar, se describen las tecnologías disponibles para la gestión de residuos y se justifica la elección de la gasificación por plasma como la solución óptima. Posteriormente, se analiza el proceso de transformación de residuos en syngas, incluyendo las etapas críticas de alimentación, disociación, enfriamiento y purificación, así como el aprovechamiento del calor residual mediante un ciclo de Rankine. Además, se presentan los cálculos energéticos asociados al proceso y se evalúa la capacidad de generación de hidrógeno y energía de la planta.

Desde una perspectiva económica, el proyecto analiza los costes de inversión, operación y mantenimiento de la planta, así como los ingresos derivados de la venta de hidrógeno y la captura de CO₂. Indicadores financieros clave, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión (Payback Period), son evaluados para determinar la rentabilidad del proyecto. Además, se obtiene el valor final del LCOH. Finalmente, se discuten los beneficios ambientales y sociales, incluyendo la reducción de la dependencia de vertederos, la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y la creación de empleo local.

En síntesis, este proyecto no solo busca demostrar la viabilidad de la gasificación por plasma como solución a los desafíos de gestión de residuos, sino también destacar su potencial para contribuir a los objetivos de sostenibilidad y descarbonización establecidos por la Unión Europea en el marco de la Agenda 2030. Con este enfoque, se espera que el presente trabajo sirva como una guía práctica y replicable para el desarrollo de infraestructuras similares en otras regiones, promoviendo la transición hacia un modelo energético más limpio, eficiente y resiliente.

PALABRAS CLAVE

Sostenibilidad; hidrógeno; gasificación por plasma; almacenamiento de hidrógeno; Villimar

ABSTRACT

Municipal solid waste (MSW) management has become one of the greatest environmental challenges of the 21st century, especially in a global context characterized by rapid population growth, intensive urbanization, and climate change. In this scenario, the search for sustainable solutions that reduce environmental impact and promote the circular economy is imperative. Traditionally, final waste disposal through landfills and incineration have been the predominant practices; however, these alternatives present significant limitations, such as the generation of greenhouse gases, soil and groundwater contamination, and the loss of valuable resources that could be recovered and valorized.

In response to these limitations, plasma gasification has emerged as an innovative and versatile technology for waste-to-energy recovery. This process not only minimizes the volume of waste, but also enables the production of a high-quality synthesis gas (syngas), which can be used to generate electricity, heat or hydrogen, a key fuel in the transition to more sustainable energy systems. Unlike other valorization methods, plasma gasification operates at extremely high temperatures, which ensures the complete decomposition of waste into its most basic components, minimizing the generation of secondary pollutants and producing reusable by-products such as vitrified slag.

The present work focuses on the design and analysis of a plasma gasification plant in the city of Burgos, as a response to the growing waste generation and the need to diversify renewable energy sources. With a population of more than 170,000 inhabitants and an annual generation of about 70 million kilograms of waste, Burgos represents an ideal case study to evaluate the technical, economic, and environmental feasibility of this technology. In particular, the project seeks to transform 20,000 tons per year of MSW into green hydrogen, an essential energy vector for the decarbonization of sectors such as industry and transport.

The work is structured in several chapters that comprehensively address the technical, economic, and environmental aspects of the project. First, it

describes the available technologies for waste management and justifies the choice of plasma gasification as the optimal solution. Subsequently, the process of transforming waste into syngas is analyzed, including the critical stages of feeding, dissociation, cooling, and purification, as well as the utilization of waste heat by means of a Rankine cycle. In addition, the energy calculations associated with the process are presented and the hydrogen and energy generation capacity of the plant is evaluated.

From an economic perspective, the project analyzes the investment, operation, and maintenance costs of the plant, as well as the revenues derived from the sale of hydrogen and CO₂ capture. Key financial indicators, such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback Period, are evaluated to determine the profitability of the project. In addition, the final value of the LCOH is obtained. Finally, the environmental and social benefits are discussed, including reduced reliance on landfills, mitigation of greenhouse gas emissions, and local job creation.

In summary, this project not only seeks to demonstrate the feasibility of plasma gasification as a solution to waste management challenges, but also to highlight its potential to contribute to the sustainability and decarbonization goals set by the European Union under the 2030 Agenda. With this approach, it is hoped that this work will serve as a practical and replicable guide for the development of similar infrastructures in other regions, promoting the transition towards a cleaner, more efficient, and resilient energy model.

KEYWORDS

Sustainability; Hydrogen; Plasma Gasification; LCOH; Villimar.

Índice de contenido

1. INTRODUCCIÓN	14
1.1 Motivación del Proyecto.....	16
1.2 Objetivos.....	20
1.3 Alineación con los ODS	21
2. ESTADO DEL ARTE	23
2.1 Mercado de Capacidades	24
3. RESIDUOS	26
3.1 Evolución histórica de los residuos generados en España	27
3.2 Clasificación de residuos	28
3.3 Residuos Sólidos Urbanos	30
3.4 Residuos Agrícolas.....	31
3.5 Residuos Forestales.....	32
4. APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE RESIDUOS	34
4.1 Tratamientos Biológicos	35
4.1.1 Compostaje.....	35
4.1.2 Digestión Anaerobia.....	36
4.1.3 Vertederos Controlados.....	38
4.2 Tratamientos Térmicos	39
4.2.1 Incineración.....	39
4.2.2 Pirólisis	41
4.2.3 Gasificación.....	43
4.2.4 Gasificación por Plasma.....	45
4.3 Comparativa Procesos Valoración Energética	46
5. LUGAR DE EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO	48
5.1 Residuos Sólidos Urbanos Generados en Burgos	49
5.2 Subestación de Villimar	52
6. GASIFICACIÓN POR PLASMA	52
6.1 El plasma: el cuarto estado de la materia.....	53
6.2 Proceso	54
6.2.1 Etapa 1: Alimentación	55
6.2.2 Etapa 2: Disociación.....	57
6.2.3 Etapa 3: Enfriamiento.....	59
6.2.4 Etapa 4: Filtrado de gases.....	61
6.2.5 Etapa 5: Neutralización	63
6.3 Elementos de la planta de gasificación por plasma	66
6.3.1 Vasija.....	66
6.3.2 Antorcha de plasma.....	68
6.3.3 Generador de Corriente Eléctrica	70
6.3.4 Sistema de Control	71
6.3.5 Circuito de Refrigeración	72
6.3.6 Sistema de Gas de Trabajo	73
6.3.7 Sistema de Descarga del Material Vitificado.....	74
6.4 Diagrama de Flujo.....	75

6.5 Ciclo de Rankine	76
6.5.1 Caldera de Recuperación de Calor	77
6.5.2 Turbina	78
6.5.3 Condensador.....	79
6.5.4 Bomba	80
6.6 Potencia y Rendimiento Total	81
6.6.1 Secado de los Residuos	82
7. GAS DE SÍNTESIS	83
7.1 Características.....	83
7.2 Aplicaciones.....	85
8. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	87
8.1 Almacenamiento en Estado Gaseoso.....	87
8.2 Almacenamiento en Estado Líquido	87
8.3 Almacenamiento en Estado Sólido	88
9. ELECCIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	88
9.1 Sistemas de Compresión para el Almacenamiento Gaseoso.....	89
9.2 Tipos de Compresores	90
9.3 Selección de Equipos	90
9.4 Sistema de Almacenamiento	93
10. Costes Económicos de la Tecnología de Plasma	95
10.1 Inversión inicial.....	96
10.2 Costes de explotación.....	96
10.3 Coste del ciclo Rankine	97
10.4 Coste de los compresores.....	98
10.5 Coste de los tanques de almacenamiento.....	98
10.6 Coste de los Sistemas de Control.....	99
10.7 Coste de los Servicios Generales e Instalaciones.....	99
10.8 Consumo y Coste energético.....	100
10.9 Coste de Conservación	101
10.10 Resumen Costes	103
11. ANÁLISIS ECONÓMICO	104
Datos de la Producción de la Planta.....	106
Cálculo del Valor Actual Neto (VAN).....	107
Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)	109
Período de Recuperación de la Inversión (Payback Period)	110
Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)	111
Conclusiones Económicas	114
12. CONCLUSIONES GENERALES	115
REFERENCIAS	117

<i>ANEXO A</i>	<i>121</i>
<i>ANEXO B</i>	<i>122</i>
<i>ANEXO C</i>	<i>123</i>

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Capacidad proyectada de generación de hidrógeno para 2030 en GW. Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2024.	15
Ilustración 2: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: United Nations, 2015.	21
Ilustración 3: El Futuro a través del Mercado de Capacidades	25
Ilustración 4: Residuos generados por sectores de actividad en miles de toneladas. Fuente: Elaboración propia con información recogida en el INE, 2021.	29
Ilustración 5: Esquema del proceso de digestión anaerobia. Fuente: Campos, E. et al., 2004.	37
Ilustración 6: Esquema vertedero controlado. Fuente: Wikipedia.	38
Ilustración 7: Esquema Proceso de Incineración. Fuente: Fuji Electric.	40
Ilustración 8: Esquema Proceso de Pirólisis. Fuente: Osorio, J. 2018.	42
Ilustración 9: Esquema Proceso de Gasificación. Fuente: Vector.EPS.	44
Ilustración 10: Localización de la Planta en Villimar. Fuente: Elaboración propia, Google Maps.	49
Ilustración 11: Proporción de los RSU generados en la Ciudad de Burgos. Fuente: Elaboración propia, a partir de Información de Burgos Conecta	51
Ilustración 12: Estados de la Materia y sus Transiciones. Fuente: Research Gate.	53
Ilustración 13: Etapas Proceso Gasificación por Plasma. Fuente: Valenciano, 2015. ...	55
Ilustración 14: Fases térmicas en el Proceso de Disociación. Fuente: Acciona, 2017 ...	58
Ilustración 15: Proceso de Filtrado de Gases con un Ciclón. Referencia: Wikipedia. ...	62
Ilustración 16: Sistema Scrubber. Fuente: Caperva.	64
Ilustración 17: Proceso de la Vasija del Gasificador de Plasma. Fuente: Aventurem.	67
Ilustración 18: Comparativa entre los tipos de antorcha. Fuente: Aventurem.	70
Ilustración 19: Diagrama de Flujo de la Planta Gasificadora	75
Ilustración 20: Ciclo Rankine. Fuente: McGraw Hill.	76
Ilustración 21: Composición del Gas de Síntesis Final según los Residuos Introducidos. Fuente: Aventurem.	84
Ilustración 22: Funcionamiento de una Turbina de Gas Ciclo Combinado.	86
Ilustración 23: Características Compresor KS50 Sup de Hiperbaric. Fuente: Hiperbaric, 2024.	91
Ilustración 24: Compresores KS50 Sup. Fuente: Hiperbaric, 2024.	92
Ilustración 25: Almacenamiento en Tanques de hidrógeno. Fuente: Hexagon Purus, 2024.	94
Ilustración 26: Diseño Tanques de Almacenamiento. Fuente: Hexagon Purus, 2024. ..	94

Índice de Tablas

Tabla 1: Clasificación de los residuos. Fuente: Elaboración propia, 2024.....	29
Tabla 2: Composición del Gas de Síntesis tras pasar por el Scrubber. Fuente: Elaboración propia.....	64
Tabla 3: Composición del Gas de Síntesis tras la Neutralización. Fuente: Elaboración propia.....	66
Tabla 4: Propiedades del Agua en la Caldera de Recuperación.....	78
Tabla 5: Propiedades del Agua en la Turbina.....	78
Tabla 6: Propiedades del Agua en el Condensador.....	80
Tabla 7: Propiedades del Agua en la Bomba.....	81
Tabla 8: Costes de Operación y Mantenimiento.....	97
Tabla 9: Costes de Personal.....	97
Tabla 10: Costes de Explotación de la Planta a lo Largo de la Vida Útil.....	97
Tabla 11: Costes de Explotación del Ciclo Rankine a lo Largo de la Vida Útil.....	98
Tabla 12: Cronograma Plan de Reemplazo Equipos.....	102
Tabla 13: Gastos Asociados al Reemplazo de Equipos.....	103
Tabla 14: Costes Año 1 de la Planta.....	103
Tabla 15: Gastos Anuales de la Planta de Villimar.....	104
Tabla 16: Cálculo VAN.....	109
Tabla 17: Balances Económicos Anuales.....	111

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Cálculo energético de los RSU de Burgos.....	51
Ecuación 2: Capacidad de Generación de la Planta de Gasificación por Plasma.....	52
Ecuación 3: Reformación en el proceso de Disociación.....	58
Ecuación 4: Reacción Shift.....	65
Ecuación 5: Calor Cedido en la Caldera.....	77
Ecuación 6: Cálculo Calor Cedido en la Caldera.....	77
Ecuación 7: Calor Cedido en la Caldera tras Rendimiento.....	78
Ecuación 8: Cálculo Trabajo en la Turbina.....	79
Ecuación 9: Trabajo en la Turbina tras Rendimiento.....	79
Ecuación 10: Calor extraído por el Condensador.....	79
Ecuación 11: Mínimo Calor Extraído por el Condensador con Rendimiento.....	80
Ecuación 12: Trabajo de la bomba con Entalpías.....	80
Ecuación 13: Trabajo de la bomba con Rendimiento.....	80
Ecuación 14: Cálculo Rendimiento Total del Ciclo de Rankine.....	81
Ecuación 15: Rendimiento Total del Ciclo de Rankine.....	81
Ecuación 16: Cálculo Energía Total Producida por el Ciclo Rankine.....	82
Ecuación 17: Calor Necesario para Reducir la Humedad.....	82
Ecuación 18: Cálculo Calor Necesario para Secar los Residuos.....	82
Ecuación 19: Cálculo Caudal por Compresor.....	92
Ecuación 20: Cálculo N.º necesario de Compresores en la Planta.....	92
Ecuación 21: N.º Tanques Necesarios.....	95
Ecuación 22: Tipo Impositivo sobre la Inversión en la Planta.....	96
Ecuación 23: Tipo Impositivo sobre la Inversión en el Ciclo de Rankine.....	97

Ecuación 24: Coste por Unidad de Compresor	98
Ecuación 25: Coste Total de los Compresores.	98
Ecuación 26: Coste por Unidad de Tanque de Almacenamiento.	99
Ecuación 27: Coste Total de los Tanques de Almacenamiento.....	99
Ecuación 28: Consumo Energético de la Planta.	100
Ecuación 29: Balance Energético Total de la Planta.	100
Ecuación 30: Porcentaje de Ahorro Energético del Ciclo de Rankine.	101
Ecuación 31: Coste Energético Anual	101
Ecuación 32: Cálculo Coste Futuro Reemplazo Equipos	102
Ecuación 33: Relación OPEX / CAPEX.	103
Ecuación 34: Fórmula Valor Actual Neto (VAN).....	108
Ecuación 35: Fórmula Tasa Interna de Retorno (TIR).	110
Ecuación 36: Fórmula Payback Period.	110
Ecuación 37: Fórmula Cálculo LCOH.	112
Ecuación 38: Fórmula Cálculo LCC.	113
Ecuación 39: Cálculo LCC	113
Ecuación 40: Cálculo LCOH.....	113

1. INTRODUCCIÓN

La sociedad se encuentra hoy en día ante un reto muy importante, el cambio hacia un futuro sostenible. De cara a la mitigación del cambio climático y a la reducción de las emisiones de carbono, la generación de energía limpia ha servido como ejemplo para combatir estos problemas. Como sociedad, nos hemos dado cuenta de que debemos actuar de manera inminente. Esta conciencia social acerca de la eliminación de la dependencia sobre combustibles fósiles ha hecho que se ponga el foco sobre las fuentes de energías sostenibles, ya que suponen una apuesta de futuro para disminuir la huella de carbono, además de concederle a nuestro planeta un futuro sostenible.

Poniendo el foco en Europa, una de las energías que más protagonismo está recibiendo es el hidrógeno. Atendiendo a un informe proporcionado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Alemania se encuentra en primera posición en cuanto a la producción de hidrógeno en la Unión Europea, teniendo incluso planes de llegar a generar una cantidad total de 5GW de capacidad de electrolizadores para 2030. Además, noticias recientes confirman el apoyo firme por parte de toda la sociedad, pues la banca alemana en su conjunto ha anunciado un préstamo de 24.000 millones de € para invertir en la futura red de hidrógeno verde del país. Todo ello augura un gran salto hacia la descarbonización del sector energético (IRENA, 2020). A continuación, se muestra una gráfica donde aparecen los países de la Unión Europea con la mayor capacidad proyectada de generación de hidrógeno (GW) para el año 2030. Destaca la presencia de España en segunda posición, donde existe un gran compromiso para impulsar la producción de hidrógeno como parte de sus estrategias de transición energética.

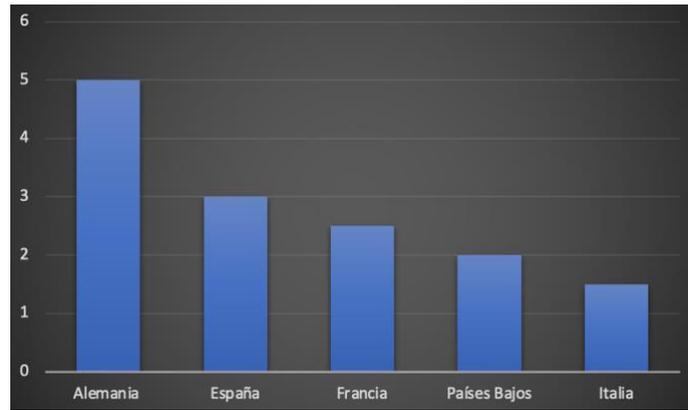


Ilustración 1: Capacidad proyectada de generación de hidrógeno para 2030 en GW. Fuente: Elaboración propia a partir de IRENA, 2024.

Sin embargo, a pesar de las grandes ventajas y de los enormes beneficios que trae consigo el desarrollo de las fuentes de energías renovables, existen grandes desafíos a los que hacer frente para establecer un futuro donde las energías limpias obtengan todo el protagonismo. Uno de los principales inconvenientes que existen es que estas energías dependen mucho de ciertos factores climáticos, lo que no garantiza una producción constante. Otro de los grandes inconvenientes que existen es la alta inversión inicial que requiere la instalación de infraestructuras renovables. Por último, cabe mencionar el problema que supone la disponibilidad limitada de almacenamiento de energía. La no producción constante de energía supone la necesidad de almacenar la electricidad generada para poder ser usada cuando la demanda se intensifique, y este asunto no se encuentra muy desarrollado hoy en día. A pesar de todo ello, se presentará en el Proyecto como una de las motivaciones, pues es un área aún por descubrir, por lo que trae consigo grandes oportunidades de negocio. Dicho lo cual, se mencionará y analizará a lo largo del Proyecto el concepto de mercado de capacidades, el cual pronto será instalado en España, tratando de equilibrar el sistema eléctrico nacional para ofrecer soluciones viables a los picos de demanda cuando estos no pueden ser satisfechos con las fuentes de energía dependientes de factores climáticos.

De la mano del concepto de energías renovables va el concepto de sostenibilidad. Este Proyecto analizará la forma de producir energía de una manera sostenible. En los objetivos de la Agenda 2030 y acorde al Paquete de

Economía circular de la Unión europea, se estableció el reto de reducir de una manera drástica el uso de vertederos controlados. En concreto, se estableció el objetivo de que para el año 2035, no más del 10% de los residuos que se generen en un municipio deben acabar en vertederos. Además, se espera que hasta el 65% de los residuos generados en los municipios sean reciclados. Esta iniciativa trata de aprovechar los residuos generados por el ser humano, bien sean orgánicos, forestales o agrícolas, con la idea de generar energía renovable. Gracias a todo esto se contribuye a un sistema más sostenible, reduciendo tanto la emisión de gases de efecto invernadero como de la dependencia de vertederos (Zero Waste Europe, 2020).

La generación de hidrógeno sería una gran manera de aprovechar los residuos generados. Existe un método denominado gasificación por plasma por el cual se consigue aprovechar los residuos generados por el hombre para generar hidrógeno, en un proceso donde se logra la disociación molecular de la materia orgánica gracias a las altas temperaturas que se dan en el proceso. Una vez obtenido el hidrógeno, se le podría dar una gran cantidad de usos, desde industria, almacenamiento, inyección en red de gaseoductos, venta a empresas, vehículos o incluso utilizarlo como combustible en ciclos combinados o para pilas de combustible.

Para el análisis del presente Proyecto, se escogerá un núcleo urbano lo suficientemente grande como para generar residuos orgánicos que puedan ser aprovechados para la generación de hidrógeno.

1.1 Motivación del Proyecto

El Proyecto objeto de estudio afronta el reto de apostar por una producción energética más limpia en línea con el compromiso de España y de la Unión Europea hacia una transición ecológica en el sector energético. El tratamiento sostenible de los residuos que se generan en una sociedad es fundamental en esta transición, pues la gestión de los residuos y la producción de energía son dos grandes retos interrelacionados.

Hoy en día las energías renovables instaladas en España no cubren toda la demanda energética, en parte porque la eólica y la solar son muy dependientes de factores climáticos. Es por ello por lo que existe la urgente necesidad de apostar por fuentes de energía renovables que puedan gestionarse para ofrecer un suministro constante.

El presente Proyecto propone adoptar una solución basada en una generación distribuida controlable, donde se haga uso de residuos orgánicos (biomasa) para la producción de energía a través del proceso de la gasificación por plasma. Gracias al futuro análisis que se llevará a cabo, se dará a conocer en detalle la implicación que supone la gasificación por plasma, mediante la descomposición completa de la biomasa a altas temperaturas, generándose hidrógeno rico sin apenas producir residuos adicionales (Ministerio para la Transición Ecológica, 2022).

El hidrógeno producido podrá ser de aplicación como combustible en procesos de ciclo combinado, o bien ser almacenado para su posterior uso, tanto en pilas de combustible como en motores de combustión. Una de las grandes razones por la cual este Proyecto analizará el proceso de gasificación por plasma es por el hecho de que ofrece una gran flexibilidad en cuanto al posterior uso del hidrógeno obtenido, llegando a ser una prometedora tecnología de cara a la transición hacia un mundo y un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

Por otra parte, en España, la generación de electricidad se basa actualmente en un modelo centralizado, donde la energía se produce en grandes plantas ubicadas lejos de los centros de consumo. Esto genera un problema importante: las pérdidas en la red eléctrica, que alcanzan aproximadamente el 15%, debido al transporte de la electricidad a lo largo de cientos de kilómetros hasta los puntos de demanda. Este sistema centralizado, que produce electricidad de manera masiva en ubicaciones específicas para luego distribuirla, responde a razones económicas, medioambientales y de seguridad, que determinan que las grandes instalaciones se sitúen cerca de las fuentes de recursos energéticos. Durante las últimas décadas, se ha buscado una

alternativa que permita a las personas generar y consumir su propia energía cerca del lugar donde la necesitan. Durante mucho tiempo, no se logró una solución viable. Sin embargo, hoy en día, la generación distribuida se presenta como una alternativa real y viable.

La generación descentralizada se refiere a la producción de energía a través de múltiples fuentes ubicadas cerca de los lugares donde se consume. Este enfoque combina el aporte de pequeños generadores con el de las grandes plantas tradicionales. Una de las principales ventajas de este modelo es que promueve el uso de fuentes renovables, contribuyendo así a disminuir las emisiones de gases responsables del cambio climático.

En España, el impulso por aumentar la generación de energía a partir de fuentes renovables, sumado al creciente interés en la cogeneración y a la necesidad de reducir los desechos acumulados en el territorio, ha llevado a un avance significativo en tecnologías como la eólica y la fotovoltaica. Esto ha sido posible gracias a un marco de políticas públicas conocidas como "régimen especial", diseñadas para fomentar estas alternativas energéticas. En el sistema eléctrico español, la generación se divide en dos categorías principales. Por una parte se encuentra lo que se conoce como generación convencional, que incluye instalaciones con una capacidad igual o superior a 50 MW, como plantas nucleares, centrales térmicas de carbón y gas, y grandes centrales hidroeléctricas. Por otra parte se encuentra la generación alternativa, que se enfoca en fuentes con una capacidad menor a 50 MW, englobando energías renovables como la solar, eólica, termosolar, además de la cogeneración.

En los últimos años, la generación alternativa ha recibido incentivos significativos, como subsidios y tarifas preferenciales, lo que ha elevado su participación en el mercado energético. Sin embargo, esto también ha resultado en un aumento notable del coste de la electricidad para los consumidores. Actualmente, solo el 30% del precio refleja el coste real de generación, mientras que el 70% restante se debe a impuestos y subvenciones, colocando a España entre los países europeos con tarifas más altas.

Además, la integración masiva de tecnologías como la eólica y la solar ha planteado retos debido a su carácter intermitente y su dependencia de condiciones climáticas. Estas fuentes no garantizan un suministro constante, lo que genera incertidumbre en la red eléctrica. Para equilibrar esta situación, es necesario implementar sistemas de almacenamiento y mantener fuentes gestionables, como las centrales convencionales, para asegurar la estabilidad del suministro y evitar cortes. De la mano de esta idea se encuentra la futura implantación del mercado de capacidades en España, tratando de dar una solución a los picos de demanda energética que no pueden ser satisfechos por la generación de energía a través de fuentes sostenibles.

En cuanto a la gestión de residuos, España enfrenta un desafío creciente debido al aumento de desechos generado por el crecimiento poblacional e industrial. En 2019, cada habitante produjo, en promedio, 476 kg de residuos anuales, lo que se tradujo en más de 22,5 millones de toneladas a nivel nacional. Sin embargo, gran parte de estos desechos sigue acabando en vertederos, que representan más de la mitad de la gestión total de residuos, a pesar de sus impactos ambientales negativos, como emisiones contaminantes y lixiviados peligrosos.

Ante este panorama, la Unión Europea ha establecido objetivos claros para reducir el uso de vertederos, limitando su utilización al 10% de los residuos para 2030. Estas metas están alineadas con los principios de la economía circular, un modelo que busca maximizar la reutilización y el reciclaje de materiales, minimizando la generación de nuevos desechos y priorizando el uso de materiales biodegradables.

En este contexto, surge la necesidad de adoptar tecnologías más avanzadas para gestionar los residuos de manera eficiente y sostenible. Una de las soluciones más prometedoras es la gasificación por plasma, una técnica innovadora que permite transformar los desechos en recursos útiles. Este proceso descompone los materiales orgánicos en un gas rico en hidrógeno, utilizado para generar electricidad, y convierte los residuos inorgánicos en un material vitrificado adecuado para la construcción.

La gasificación por plasma ofrece múltiples ventajas: puede procesar una amplia variedad de residuos, incluso sin conocer su composición exacta, reduce significativamente las emisiones contaminantes y permite la generación de productos con valor comercial. Además, cumple con estándares ambientales más estrictos que las tecnologías tradicionales.

1.2 Objetivos

El objetivo principal del Proyecto es analizar la viabilidad de una fuente de generación distribuida que sea capaz de producir hidrógeno mediante residuos orgánicos. Con ello se logrará la reducción de los residuos enviados a vertederos, a la vez que obteniendo una fuente de energía renovable. Específicamente se desarrollan una serie de objetivos en este Proyecto:

Evaluación de los procesos de residuos orgánicos: a través de un análisis exhaustivo sobre las distintas tecnologías capaces de llevar a cabo el tratamiento de residuos urbanos, forestales, etc... Entre las que se desarrollarán, se prestará especial interés en la gasificación por plasma, siendo elegido el método preferido gracias a las ventajas que ofrece en lo relativo a la reducción de residuos tóxicos y ofreciendo un balance energético positivo (European Commission, 2021).

Recopilación de datos sobre residuos generados: se realizará un análisis detallado de los residuos orgánicos generados en la localidad escogida. Además, se tratará de cuantificar el potencial de materia prima disponible para la futura generación de hidrógeno.

Estudio sobre el uso del hidrógeno producido: se valorarán las formas de producción eléctrica a partir del hidrógeno generado, además, se analizarán otras formas de aprovecharlo.

Evaluación de la viabilidad económica del Proyecto: se estudiará la viabilidad económica, técnica y logística del sistema propuesto, donde se desarrollará una evaluación económica acerca de los gastos relativos a la

construcción y puesta en marcha de la planta de gasificación por plasma, además del almacenamiento del hidrógeno producido.

Evaluación del mercado de capacidades: se analizará la futura implementación del mercado de capacidades, valorando si el hidrógeno producido servirá como fuente para generar electricidad y ser inyectado en la red en los picos de demanda energética.

1.3 Alineación con los ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible son un total de 17 objetivos que fueron adoptados por las Naciones Unidas en 2015, con el propósito de afrontar problemas a nivel global como la pobreza, la degradación ambiental, el cambio climático y la desigualdad. A continuación, se muestran los ODS que se definieron:



Ilustración 2: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: United Nations, 2015.

Este Proyecto se desarrollará de la mano del propósito número 7, el cual hace referencia a la energía asequible y no contaminante. El propósito de este objetivo es proporcionarle el acceso a todo el mundo a una energía limpia. Gracias a la producción de hidrógeno a través de residuos orgánicos, se logrará una oferta accesible y sostenible para toda la comunidad.

Por otra parte, el Proyecto se alinea también con el objetivo número 13, la acción por el clima. Gracias a la reducción de residuos que acaban en los vertederos, se consigue la reducción del impacto negativo que ofrecen la acumulación abundante de estos desechos en cualquier tipo de ecosistema. Además, la disminución de la emisión de gases contaminantes se alinea con la idea de luchar por un mundo en defensa del clima. Asimismo, se cumple el objetivo número 9, acerca de industria, innovación e infraestructura al desarrollar un proyecto de producción de hidrógeno a partir de un proceso poco desarrollado. Seguidamente, se cumple el objetivo número 12, pues se fomenta una producción y un consumo responsables al darle un uso a los residuos generados por el hombre en las áreas urbanas. Por último, el Proyecto se alinea con el objetivo número 11, acerca de las ciudades y comunidades sostenibles, pues se fomenta la sostenibilidad en los desechos generados en las ciudades, maximizando la eficiencia energética de los estos.

2. ESTADO DEL ARTE

De cara a aprovechar los residuos obtenidos para generar energía, son muchas las tecnologías que existen hoy en día para valorar esos residuos. Estas tecnologías se podrían agrupar en dos. La digestión anaerobia y la biometanización serían procesos relacionados con tecnologías de tratamiento biológico, mientras que también existen tecnologías de tratamiento térmico como la gasificación, la pirólisis y la incineración, sin dejar de mencionar la tecnología en la cual se centrará el presente Proyecto, la gasificación por plasma.

Para entender este proceso se ha de explicar primero lo que se conoce por plasma. El plasma se conoce como el cuarto estado de la materia, siendo el estado más común en el universo. En este estado, los electrones se separan del núcleo debido a que los átomos están muy energizados, lo que crea una mezcla de partículas cargadas negativa y positivamente. Se trata de un fenómeno que se encuentra de forma natural en elementos como las estrellas, lugares donde la materia se mantiene en estado de plasma debido a las altas temperaturas que se dan. En términos simples, el plasma se puede describir y presentar como un gas, con la particularidad de ser un gas ionizado, pues posee partículas cargadas eléctricamente. Esto le hace ser un gran conductor de la luz y la electricidad.

Para obtener la disociación completa de las moléculas de la materia orgánica, la gasificación por plasma emplea temperaturas extremadamente altas. Este proceso térmico transforma la materia mediante una situación donde se alcanzan altos niveles de energía, descomponiéndose los materiales orgánicos y generando un gas de síntesis.

El proceso de la gasificación por plasma es considerado una opción limpia ya que no genera nuevos compuestos contaminantes. Gracias a la disociación total de las partículas, los residuos orgánicos se descomponen en sus componentes elementales, mayoritariamente carbono e hidrógeno. Además, una de las ventajas de la aplicación de esta tecnología es que se consigue aprovechar una amplia gama de residuos.

Una de las grandes ventajas de poder aprovechar los residuos generados es por la necesidad de redefinir la manera en la que funciona actualmente el mercado eléctrico español, pues hoy en día existen impedimentos que hacen que no sea lo óptimo. Anteriormente se introdujo la idea de que las largas distancias que existen entre generación y consumo de electricidad provocan pérdidas en la red, las cuales deberían de reducirse al máximo posible. Todo ello sumado a la necesidad urgente de llevar a cabo una descarbonización del sistema energético conduce a la idea de proponer un cambio en el mercado eléctrico español. Además, las actuales fuentes de generación de energía renovable presentan la gran problemática de no asegurar la producción eléctrica continua, lo que agrava aún más la necesidad de un cambio para poder brindar la no interrupción de la red en cualquier momento. Es aquí donde aparece el concepto de mercado de capacidades, el cual, respaldado por la Unión Europea, se plantea introducir en el mercado eléctrico español. Este concepto se presenta como una solución viable por la demanda actual de un sistema energético renovable, con las limitaciones de poder ofrecer una oferta eléctrica constante.

2.1 Mercado de Capacidades

El mercado de capacidad que España planea implementar próximamente se perfila como una herramienta clave para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en un contexto de transición energética acelerada. Este mecanismo busca responder a las necesidades de flexibilidad y firmeza del sistema eléctrico, esenciales en un escenario marcado por una elevada penetración de energías renovables, cuyo carácter intermitente e impredecible exige soluciones innovadoras que aseguren la seguridad del suministro.

En esencia, el mercado de capacidad remunerará a las instalaciones que ofrezcan capacidad disponible, es decir, que estén en disposición de generar electricidad o reducir la demanda en momentos críticos. Este esquema no se limita a la producción de energía en sí misma, sino que pone énfasis en la disponibilidad de recursos para responder a las necesidades del sistema. Tecnologías como los ciclos combinados, el almacenamiento (baterías y

bombeo), y la respuesta activa de la demanda, así como posibles futuros actores como los agregadores de demanda, serán los principales beneficiarios de este nuevo enfoque.



Ilustración 3: El Futuro a través del Mercado de Capacidades

El contexto energético actual en España, caracterizado por un auge en la integración de renovables, ha puesto de manifiesto la necesidad de mecanismos de acompañamiento para garantizar el suministro en todo momento. Aunque las renovables representan un avance significativo hacia la descarbonización, su producción variable y dependiente de factores externos como el viento o el sol, plantea riesgos de desequilibrios entre la oferta y la demanda. En este sentido, el mercado de capacidad emerge como una solución para proporcionar estabilidad al sistema, asegurando que haya suficiente capacidad de respaldo para cubrir picos de demanda o suplir déficits temporales en la generación.

Este mercado no surge de manera aislada, sino que responde a requisitos establecidos por la normativa europea, específicamente el Reglamento (UE) 2019/943 sobre el mercado interior de la electricidad. Entre los criterios que España debe cumplir para implementar este mecanismo se incluyen la definición del "Valor de Carga Perdida" (Value of Lost Load, VoLL) y el "Coste de Nueva Entrada" (Cost of New Entry, CONE). El VoLL refleja el coste que un consumidor

estaría dispuesto a asumir para evitar interrupciones en el suministro, mientras que el CONE se basa en los costes asociados a garantizar la entrada de nuevas tecnologías al sistema, tomando como referencia los ciclos combinados debido a su alta disponibilidad y capacidad de respuesta rápida.

Entre las principales tecnologías que podrán beneficiarse del mercado de capacidad destacan los ciclos combinados, cuya alta disponibilidad (93%) y capacidad para operar de manera flexible los convierten en una pieza central del sistema. Aunque las energías renovables son el eje de la transición energética, los ciclos combinados seguirán desempeñando un papel esencial como respaldo, especialmente en momentos de baja generación renovable. Adicionalmente, el almacenamiento, en forma de baterías o sistemas de bombeo, también será clave, ya que permite almacenar energía en momentos de excedente y liberarla cuando más se necesita. La respuesta activa de la demanda, que incentiva a los grandes consumidores a reducir su consumo en momentos críticos, completa el abanico de soluciones que este mercado pretende promover.

La implementación del mercado de capacidad no solo busca estabilizar el sistema eléctrico, sino también incentivar la inversión en nuevas tecnologías y optimizar el uso de los recursos existentes. Al garantizar ingresos estables para los actores que participen en este esquema, se fomenta el desarrollo de infraestructuras que fortalezcan el sistema, reduciendo la dependencia de fuentes externas y mejorando la competitividad del sector eléctrico español.

3. RESIDUOS

Uno de los puntos importantes del presente Proyecto es analizar los distintos procesos de aprovechamiento de residuos, pero antes, debemos entender qué se entiende por el concepto de residuo y qué tipos de residuos hay, además de analizar las distintas maneras en las que se pueden clasificar.

Residuos son aquellos materiales desechados que, tras haber servido a su propósito inicial, ya no poseen valor ni utilidad. Estos desechos se generan en todos los ámbitos donde se desarrolla actividad humana. Tradicionalmente, el concepto de residuo se ha asociado con basura, elementos descartados por haber perdido su funcionalidad o valor económico. Sin embargo, en las últimas décadas, debido a la creciente preocupación por los problemas ambientales y la necesidad de sostenibilidad, ha surgido un cambio significativo en la percepción y manejo de los residuos. Actualmente, la reutilización y reciclaje, junto con otras formas de aprovechamiento energético de los residuos, son vistos como esenciales para abordar desafíos ambientales, sociales y económicos. Este enfoque no solo se dirige a soluciones a largo plazo sino que también atiende a necesidades inmediatas.

3.1 Evolución histórica de los residuos generados en España

A lo largo de las últimas décadas, la producción de residuos en España ha mostrado un incremento notable, evidenciado por el aumento sostenido de los desechos generados desde principios de los años 90 hasta la actualidad. Este aumento en la generación de residuos puede atribuirse a varios factores, incluyendo el crecimiento poblacional, la expansión urbana, y el aumento del consumo y la actividad industrial. Estas tendencias han impulsado la necesidad de implementar políticas y técnicas más eficaces en la gestión y reciclaje de residuos. España ha visto un progreso significativo en estas áreas, particularmente con la adopción de políticas más estrictas que fomentan el reciclaje y la reutilización de materiales, así como la valorización energética de los desechos.

La evolución en la gestión de residuos no solo destaca la necesidad de reducir la cantidad de desechos generados, sino también la importancia de convertir estos residuos en recursos útiles. El aprovechamiento energético, especialmente la conversión de residuos en hidrógeno y otras formas de energía renovable, se ha destacado como una estrategia crucial para mitigar los impactos ambientales y avanzar hacia una economía circular sostenible. Este

enfoque no solo aborda la gestión efectiva de los residuos sino que también contribuye significativamente a la creación de energía limpia, reduciendo la dependencia de fuentes de energía no renovables y disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

3.2 Clasificación de residuos

La clasificación de los residuos puede ser elaborada en función de muchos factores. A continuación, se muestra una tabla donde se observan los distintos factores tenidos en cuenta para su clasificación y sus respectivas categorías:

Composición o naturaleza	Orgánicos: Restos de comida, cáscaras, hojas, ramas, materiales biodegradables.
	Inorgánicos: Plásticos, vidrios, metales, textiles (no biodegradables).
Origen	Domiciliarios: Residuos de hogares como envases, restos de comida, papeles.
	Industriales: Residuos de procesos de fabricación, como químicos, metales, escombros.
	Comerciales: Residuos de tiendas, oficinas, mercados (papel, cartón, embalajes).
	Hospitalarios o sanitarios: Jeringas, gasas, medicamentos vencidos.
	Agrícolas: Fertilizantes, plásticos de invernaderos, residuos vegetales.
	Electrónicos: Celulares, computadoras, electrodomésticos obsoletos.
Peligrosidad	Peligrosos: Sustancias nocivas como productos químicos, baterías, residuos médicos.
	No peligrosos: Papel, plástico, restos de alimentos (sin riesgo para salud o ambiente).
Estado Físico	Sólidos: Envases, vidrios, escombros.
	Líquidos: Efluentes, aceites, aguas residuales.
	Gaseosos: Emisiones contaminantes de industrias o combustión.
Manejo o Destino	Reciclables: Papel, plástico, vidrio, metales.
	No reciclables: Papel encerado, algunos plásticos complejos.
	Compostables: Restos de comida, residuos de jardinería.
	Residuos para disposición final: Residuos no reciclables ni reutilizables.
	Rápida degradación: Restos orgánicos, papel, cartón.

Tiempo de Descomposición	Lenta degradación: Plásticos, metales, vidrios.
---------------------------------	--

Tabla 1: Clasificación de los residuos. Fuente: Elaboración propia, 2024.

En 2021, la economía española produjo un total de 115,4 millones de toneladas de residuos, lo que representa un incremento del 9,3% respecto al año anterior. De esta cifra, 3,7 millones de toneladas fueron residuos peligrosos, aumentando un 10,6% en comparación con 2020, mientras que 111,8 millones correspondieron a residuos no peligrosos, con un aumento del 9,3% (INE, 2021).

Uno de los aspectos más importantes es entender de donde provienen esos residuos generados. A continuación, se va a mostrar una gráfica donde se observa la cantidad de residuos generados en España en el año 2021 en función del sector del que provienen.

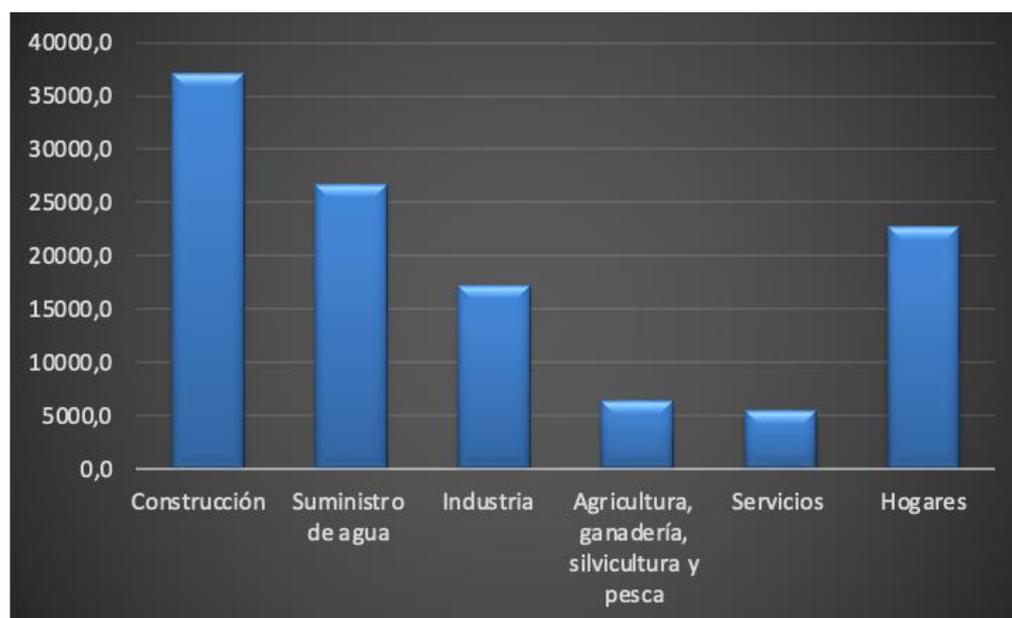


Ilustración 4: Residuos generados por sectores de actividad en miles de toneladas. Fuente: Elaboración propia con información recogida en el INE, 2021.

Como se puede observar, el sector que más residuos genera es el de la construcción, con más de 37 millones de toneladas de residuos generados, lo que supone un 32% del total generado, seguido por el suministro de agua, sector en el que se incluyen los residuos generados por el saneamiento, la gestión y la

descontaminación de los propios residuos. En tercer lugar se encuentran los residuos generados en los hogares, que alcanzan más de 22 millones de toneladas de residuos generados, siendo un 20% del total generado. De los residuos generados en los hogares, el 79,3% se consideran residuos mezclados, el 6,6% papel y cartón, los residuos vegetales y animales un 6,3% y el vidrio un 2,9% (INE,2021).

3.3 Residuos Sólidos Urbanos

Los residuos sólidos urbanos (RSU) son los desechos generados principalmente en áreas urbanas como resultado de las actividades domésticas, comerciales y de servicios. Según la Ley 10/1998, los RSU incluyen los residuos producidos en domicilios particulares, comercios, oficinas, servicios, así como aquellos residuos que, sin ser peligrosos, pueden asimilarse por su naturaleza a los anteriores. Adicionalmente, se consideran parte de los RSU los residuos derivados de la limpieza de espacios públicos, animales domésticos muertos, muebles, vehículos abandonados y escombros de pequeñas obras domiciliarias (Valenciano, 2015). Los RSU son generalmente clasificados como no peligrosos, aunque pueden representar un desafío ambiental significativo debido a su potencial contaminante si no se gestionan adecuadamente.

En cuanto a la composición de los RSU, aparecen diversos materiales. Alrededor del 49% están formados por materia orgánica como restos de comida, diversos materiales biodegradables o desechos vegetales. Un 6% del total lo conforman materiales reciclables como el papel y el cartón, el plástico, los vidrios o los metales. Por último, el 45% restante lo conformarían residuos no reciclables ni compostables, es decir, aquellos residuos que no pueden ser procesados ni para convertirse en nuevos materiales (reciclaje) ni para transformarse en abono o materia orgánica (compostaje) (Valenciano, 2015).

La producción de RSU está influida por varios factores, como el crecimiento demográfico, los patrones de consumo, la urbanización y el turismo. En España, entre 1990 y 2007, la generación de residuos urbanos aumentó la escandalosa cifra de un 96%, debido en parte al aumento de la población y la

afluencia turística. Sin embargo, en los últimos años, se ha observado una estabilización e incluso una reducción de los RSU per cápita, reflejando un aumento en la concienciación ambiental y en la aplicación de políticas de gestión de residuos (Eustat, 2022).

En España, la gestión de los RSU está regulada por la Ley 22/2011 de residuos y suelos contaminados, que establece un marco normativo para fomentar la reducción, reutilización y reciclaje de residuos. Adicionalmente, planes como el Plan Nacional Integrado de Residuos buscan promover un manejo más sostenible de los desechos urbanos.

3.4 Residuos Agrícolas

Los residuos agrícolas son desechos generados por actividades agrícolas, como la producción de cultivos y la cría de ganado. Según el Instituto Nacional de Estadística (INE, 2021), estos residuos incluyen materiales sólidos, líquidos y gaseosos que, si no se gestionan adecuadamente, pueden representar riesgos ambientales importantes. Entre las principales fuentes de residuos agrícolas se encuentran los residuos de cultivos, como los restos de cosechas, paja, tallos, hojas y raíces que permanecen en los campos tras la recolección; los residuos derivados de actividades ganaderas, como estiércol, purines, restos de alimentos no consumidos y cadáveres de animales; y los residuos de agroquímicos, que incluyen envases vacíos de pesticidas, herbicidas y fertilizantes, así como excedentes de estos productos (MITECO, 2012). Otros residuos comunes son los plásticos utilizados en la agricultura, como los provenientes de invernaderos, tuberías de riego y cintas de acolchado, así como los residuos de maquinaria agrícola, como aceites usados, baterías y piezas desgastadas (Fundación Global Nature, 2021).

Los residuos agrícolas pueden presentarse en diferentes estados físicos. En estado sólido, se incluyen restos de plantas, plásticos, envases y equipos desechados. En estado líquido, se encuentran los purines, aguas residuales de procesos de lavado y líquidos utilizados en la limpieza de maquinaria. En el caso de los residuos gaseosos, estos comprenden emisiones como el metano y el

amoníaco, liberados durante la descomposición de materia orgánica y actividades ganaderas (MITECO, 2012).

La gestión ineficiente de estos residuos puede derivar en varios problemas ambientales. Por ejemplo, la acumulación de residuos orgánicos y químicos puede contaminar el suelo y el agua, afectando negativamente la calidad del agua y los ecosistemas cercanos (INE, 2021). Asimismo, la descomposición anaeróbica de residuos orgánicos libera gases como el metano, un importante gas de efecto invernadero que contribuye al cambio climático. Además, la acumulación de residuos secos, como paja y restos de cultivos, puede aumentar significativamente el riesgo de incendios, especialmente en condiciones de sequía (Fundación Global Nature, 2021). Para evitar estos problemas, es crucial implementar estrategias de manejo sostenible de los residuos agrícolas, como el compostaje, la reutilización de materiales y el reciclaje.

En España, los residuos agrícolas representan una parte importante de los desechos generados anualmente. En 2021, se produjeron 6,34 millones de toneladas de residuos de origen animal y vegetal, lo que equivale al 5% del total de residuos generados en el país (INE, 2021). Esta cifra incluye tanto residuos agrícolas como ganaderos, y su proporción específica puede variar dependiendo de la región y las prácticas agrícolas predominantes.

3.5 Residuos Forestales

Los residuos forestales son materiales orgánicos e inorgánicos generados durante las actividades de gestión y aprovechamiento de los bosques. Estos residuos incluyen ramas, hojas, cortezas, raíces, árboles caídos, restos de podas y desechos resultantes de la tala y procesamiento de la madera (Universidad Europea, 2023). Además, abarcan materiales no madereros como frutos, semillas y residuos de actividades recreativas o de mantenimiento de infraestructuras forestales.

La gestión adecuada de los residuos forestales es esencial para prevenir riesgos ambientales como incendios forestales, erosión del suelo y pérdida de biodiversidad. La acumulación de material combustible en el suelo aumenta la probabilidad y severidad de incendios (El HuffPost, 2024). Por ello, prácticas como la recogida y aprovechamiento de la biomasa forestal contribuyen a la reducción de estos riesgos y promueven una gestión sostenible de los recursos forestales.

En España, la producción de biomasa a partir de residuos forestales es significativa. Las comunidades autónomas con mayor producción son Castilla y León, Castilla-La Mancha y Extremadura (TECPA, 2023). Sin embargo, la proporción exacta de cada tipo de residuo dentro del total de residuos forestales generados varía según la región y las prácticas de gestión forestal implementadas.

La valorización de los residuos forestales mediante su uso como fuente de energía renovable o materia prima para la industria contribuye a la economía circular y a la sostenibilidad ambiental. Proyectos como Valencia Biovaloriza, en la Comunidad Valenciana, buscan prevenir incendios forestales y aprovechar la biomasa para alimentar calderas en edificios públicos, demostrando el potencial de una gestión eficiente de estos residuos (El HuffPost, 2024).

En España, se generan aproximadamente 5 millones de toneladas de residuos forestales cada año, principalmente durante la extracción de madera y las actividades de limpieza de montes. No obstante, existe un tipo específico de residuos llamados "potenciales", que se originan durante trabajos de mantenimiento y cuidado forestal, como el control del crecimiento vegetal. Si se realizaran limpiezas forestales regulares, cada 10 años, la cifra total de residuos forestales generados podría alcanzar cerca de 15 millones de toneladas anuales (Sociedad Española de Ciencias Forestales, 2022).

4. APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE RESIDUOS

El presente apartado analizará los procesos por los cuales los residuos generados son aprovechados, especialmente en aquellos en los que los procesos para reciclarlos no son tan sencillos, o incluso imposibles. Los sistemas de optimización energética se basan en procesos que convierten los desechos en recursos valiosos, reduciendo su volumen físico y extrayendo energía de sus componentes. Estos sistemas utilizan los residuos para generar diversas formas de energía, como vapor, electricidad o mediante la quema de gases como el biogás o el syngas. Una porción de esta energía generada se emplea para satisfacer las necesidades operativas de las instalaciones, mientras que el excedente se distribuye en el mercado energético. Un ejemplo de esto se observa en la planta gestionada por el grupo Terna en Barcelona, donde el 12% de la electricidad producida se destina al autoconsumo de la planta, y el 88% restante se comercializa en la red eléctrica (Grupo Terna, 2021).

Además de servir con fines sostenibles, el tratamiento de los residuos también va acorde con los objetivos propuestos por la Unión Europea de reducir progresivamente los vertederos. Además, esta valorización energética se desarrolla acorde a los principios de generación energética renovable. No solo son ventajas las relacionadas con el ámbito energético, por otro lado, este sistema de valorización tiene puntos muy positivos en temas económicos, sociales y medioambientales.

En términos medioambientales, se logra una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, aparte de reducirse la cantidad de residuos acumulados en vertederos, optimizándose la gestión de estos. En el ámbito social aparecen las ventajas de que estos procesos abogan por un mundo más sostenible y limpio, asimismo, se garantizan suministros de energía para generaciones venideras. Por último, optando por una generación de energía local se logra reducir la dependencia de comprar energía al exterior. Por otro lado, estos procesos son relativamente más baratos que los procesos de generación convencional, y de manera inequívoca, una apuesta por ellos haría

que se generasen puestos de trabajo, lo que favorece el desarrollo de la economía local.

En España, la gestión de los RSU se distribuye principalmente entre vertederos, reciclaje, compostaje y valorización energética. Según datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en 2020, el 53,2% de los RSU se depositaron en vertederos, el 19,8% se destinaron al reciclaje, el 12,5% al compostaje y el 10,8% a la valorización energética. Estos porcentajes reflejan una dependencia significativa de los vertederos como método de eliminación de residuos, lo que contrasta con las directrices de la Unión Europea que promueven la reducción del vertido y el incremento de prácticas de reciclaje y valorización. Es importante destacar que, aunque la valorización energética representa una proporción menor, se considera una alternativa viable para disminuir la cantidad de residuos destinados a vertederos y aprovechar el potencial energético de los desechos no reciclables. A continuación, se van a analizar los distintos métodos en los cuales se logra la valorización energética de los residuos generados, diferenciando entre tratamientos biológicos y térmicos.

4.1 Tratamientos Biológicos

Los tratamientos biológicos se centran en el aprovechamiento de residuos orgánicos mediante procesos controlados que involucran microorganismos. Estos tratamientos son especialmente eficaces para residuos municipales, agrícolas y agroindustriales ricos en materia orgánica, contribuyendo a una economía circular al cerrar el ciclo de los materiales biodegradables.

4.1.1 Compostaje

El compostaje es un proceso biológico aerobio que transforma la materia orgánica presente en los residuos en un producto estable y rico en nutrientes conocido como compost. Este proceso se lleva a cabo en presencia de oxígeno, permitiendo que microorganismos descompongan los materiales orgánicos, resultando en un producto que puede utilizarse para mejorar la calidad del suelo y promover el crecimiento vegetal (MITECO, 2010).

Durante el compostaje, los residuos orgánicos, como restos de alimentos, podas de jardines y otros desechos biodegradables, se someten a condiciones controladas de humedad, temperatura y aireación. Estas condiciones favorecen la actividad microbiana, acelerando la descomposición de la materia orgánica y la formación de humus, una sustancia que mejora la estructura y fertilidad del suelo. Además, este proceso ofrece múltiples beneficios ambientales y económicos. Al reducir la cantidad de residuos orgánicos que terminan en vertederos, disminuye la emisión de gases de efecto invernadero, como el metano, que se genera en condiciones anaerobias. Además, el compost producido puede sustituir a fertilizantes químicos, promoviendo prácticas agrícolas más sostenibles y cerrando el ciclo de nutrientes en los ecosistemas.

Existen diferentes métodos de compostaje, que varían según la escala y el tipo de residuos a tratar. El compostaje doméstico es una práctica común que permite a los hogares gestionar sus propios residuos orgánicos, mientras que el compostaje industrial se realiza a mayor escala, manejando grandes volúmenes de residuos y utilizando tecnologías avanzadas para optimizar el proceso. Asimismo, en España, el compostaje se ha promovido como una estrategia clave para la gestión sostenible de residuos orgánicos.

4.1.2 Digestión Anaerobia

La digestión anaerobia es un proceso biológico en el cual aparecen microorganismos que descomponen materia orgánica en ausencia de oxígeno, produciendo biogás (una mezcla de metano y dióxido de carbono) y un digestato (material residual) que puede utilizarse como fertilizante. La utilización del biogás como fuente de energía se llevaría a cabo a través de turbinas y motores de combustión interna. Este método es ampliamente empleado para el tratamiento de residuos orgánicos, incluyendo residuos sólidos urbanos, lodos de depuradoras y desechos agroindustriales, permitiendo la generación de energía renovable y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (Mata-Álvarez et al., 2014). A continuación, se muestra un esquema resumen del proceso de digestión anaerobia.

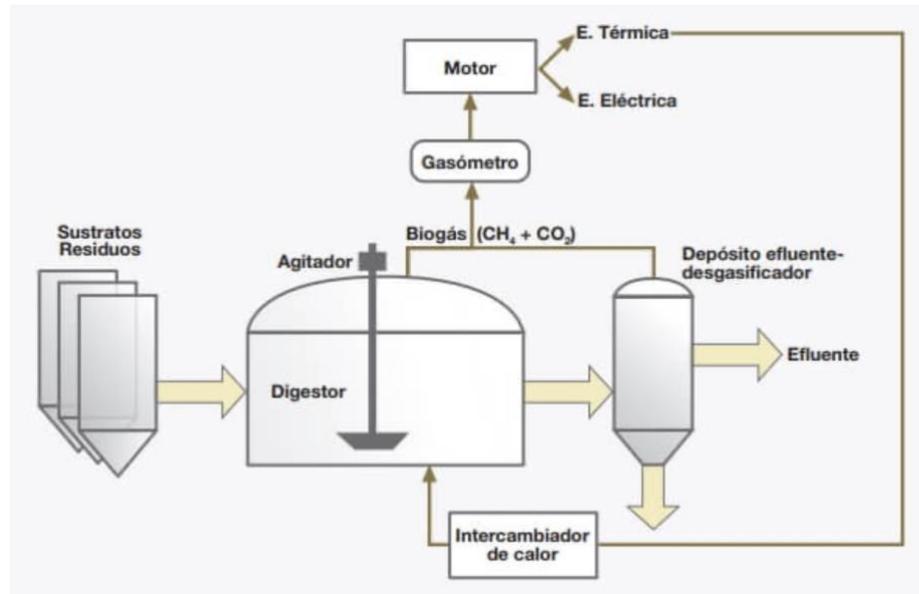


Ilustración 5: Esquema del proceso de digestión anaerobia. Fuente: Campos, E. et al., 2004.

En Europa, la implementación de plantas de digestión anaerobia ha experimentado un crecimiento significativo. Alemania lidera este ámbito, con más de 9.500 instalaciones operativas, seguida por Italia y Francia, con aproximadamente 1.500 y 800 plantas, respectivamente (European Biogas Association, 2020). España, aunque con un desarrollo más modesto, cuenta con algo más de 200 plantas de biogás, de las cuales una parte significativa utiliza la digestión anaerobia como tecnología principal (Asociación Española de Biogás, 2020).

La digestión anaerobia ofrece múltiples beneficios, como la producción de energía renovable en forma de biogás, la reducción de la cantidad de residuos destinados a vertederos y la generación de subproductos valiosos como el digestato, que puede emplearse en suelos agrícolas (Mata-Álvarez et al., 2014). Además, contribuye a la mitigación del cambio climático al disminuir las emisiones de metano provenientes de la descomposición anaerobia de residuos en vertederos.

No obstante, la implementación de esta tecnología enfrenta desafíos, incluyendo la necesidad de inversiones significativas, la gestión eficiente del digestato y la integración del biogás producido en las redes energéticas existentes. A pesar de ello, la digestión anaerobia se perfila como una

herramienta clave en la transición hacia una economía circular y sostenible en Europa.

4.1.3 Vertederos Controlados

Los vertederos controlados son instalaciones diseñadas para la disposición final RSU bajo condiciones estrictas que minimizan su impacto ambiental. En España, esta técnica ha sido tradicionalmente la más empleada para la gestión de residuos, especialmente en áreas cercanas a grandes núcleos urbanos. De hecho, como bien se mostró anteriormente, más de la mitad de los residuos generados en nuestro país acaba en vertederos controlados.



Ilustración 6: Esquema vertedero controlado. Fuente: Wikipedia.

El proceso de vertido en estos vertederos implica la deposición de residuos en capas de poco espesor y homogéneas, para lo cual pasan previamente por un proceso de triturado, para posteriormente disponerlos de manera compactada. Es fundamental que el suelo donde se ubique el vertedero posea características de impermeabilidad adecuadas para evitar que los lixiviados (líquidos resultantes de la descomposición de los residuos) contaminen las aguas subterráneas. Además, la extensión de estas instalaciones suele ser considerable, dado que los residuos se acumulan en capas sucesivas.

Una limitación significativa de los vertederos controlados es su capacidad, con una vida útil aproximada de 25 años. Una vez alcanzada su capacidad máxima, es necesario proceder al sellado del vertedero. Posteriormente, se requiere un control continuo de la formación de lixiviados y emisiones de metano durante un período que puede oscilar entre 30 y 50 años. Este control prolongado implica costes y esfuerzos sostenidos para garantizar la seguridad ambiental.

La descomposición anaerobia de la materia orgánica en los vertederos genera biogás, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono. Este biogás no puede liberarse directamente a la atmósfera debido a su potencial efecto invernadero. Por ello, se debe quemar o, preferiblemente, aprovechar energéticamente mediante motores de combustión interna, que convierten el biogás en energía eléctrica y térmica.

Sin embargo, la Unión Europea ha promovido la reducción de la dependencia de los vertederos como método de gestión de residuos, incentivando alternativas como la incineración con recuperación de energía y el reciclaje. Esto se debe a las limitaciones inherentes a los vertederos, incluyendo su capacidad limitada, la necesidad de monitoreo a largo plazo y el potencial riesgo ambiental asociado.

4.2 Tratamientos Térmicos

Los tratamientos térmicos, por otro lado, aprovechan la energía contenida en los residuos mediante procesos de alta temperatura. Aunque estos métodos suelen estar asociados a desechos no orgánicos, también pueden valorizar residuos mixtos que no pueden ser tratados biológicamente. Los tratamientos térmicos son clave para la gestión sostenible de residuos, especialmente en contextos donde los vertederos son limitados o inapropiados.

4.2.1 Incineración

La incineración es un proceso de tratamiento térmico de residuos que implica la combustión controlada de materiales orgánicos contenidos en los

desechos, transformándolos en gases y residuos sólidos inertes como cenizas. Este método tiene como objetivos principales la reducción significativa del volumen y peso de los residuos, así como la recuperación de energía generada durante la combustión. Específicamente, la incineración puede disminuir el volumen de los residuos hasta en un 90% y su peso en aproximadamente un 75%.

Durante el proceso de incineración, se generan gases de combustión que contienen dióxido de carbono (CO_2), vapor de agua (H_2O), oxígeno no reaccionado (O_2) y nitrógeno (N_2) del aire utilizado en la combustión. Además, se producen residuos sólidos como cenizas y escorias inertes. Es fundamental controlar las condiciones de combustión para minimizar la formación de compuestos tóxicos, como dioxinas y furanos, que pueden generarse a temperaturas entre $200\text{ }^\circ\text{C}$ y $400\text{ }^\circ\text{C}$. Para evitar su formación, se recomienda mantener la temperatura de combustión por encima de $850\text{ }^\circ\text{C}$ durante al menos dos segundos. A continuación, se muestra un esquema sobre el proceso de incineración.

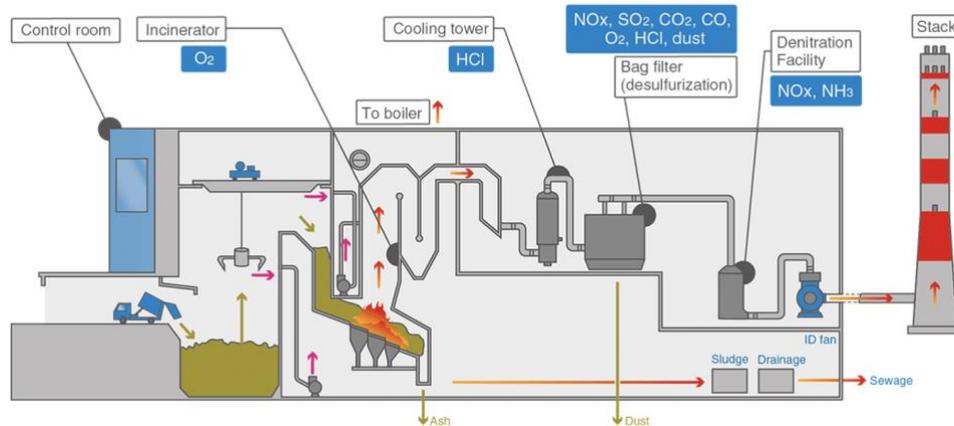


Ilustración 7: Esquema Proceso de Incineración. Fuente: Fuji Electric.

Una ventaja destacada de la incineración es la posibilidad de aprovechar el calor generado para producir energía eléctrica o térmica. Por ejemplo, la planta de incineración de Spittelau en Viena proporciona calefacción a más de 150.000 viviendas y 3.000 edificios públicos, además de reutilizar las escorias como material de construcción. Sin embargo, este proceso también presenta

desventajas, como la emisión de gases contaminantes y la generación de cenizas que requieren una gestión adecuada. Es esencial implementar sistemas de depuración de gases y tratamiento de residuos sólidos para mitigar el impacto ambiental. Además, la incineración puede desincentivar el reciclaje, ya que materiales como plásticos, papeles y cartones, que podrían ser reciclados, son incinerados debido a su alta capacidad calorífica. Otra limitación es el elevado coste inicial de las instalaciones y el consumo energético necesario para alcanzar las altas temperaturas de combustión. Asimismo, los tiempos de arranque de las incineradoras, que pueden ser largos, dificultan su uso como fuente de energía para demandas inmediatas o rápidas.

En España, la incineración se utiliza como método de gestión de residuos, complementando otras técnicas como el reciclaje y el compostaje. Según datos del Instituto Nacional de Estadística, en 2022 se incineraron aproximadamente 2,55 millones de toneladas de residuos, lo que representa alrededor del 12% de los residuos sólidos urbanos generados en el país. Este porcentaje es inferior al de otros países europeos, como Alemania o Suiza, donde la incineración tiene un papel más predominante en la gestión de residuos.

Es importante destacar que la incineración debe considerarse dentro de una estrategia integral de gestión de residuos, priorizando la reducción en la fuente, la reutilización y el reciclaje. La implementación de tecnologías avanzadas y sistemas de control de emisiones es crucial para minimizar los impactos ambientales asociados a este proceso.

4.2.2 Pirólisis

La pirólisis es un proceso termoquímico que implica la descomposición térmica de materiales orgánicos en ausencia total de oxígeno. Este procedimiento se distingue de la incineración por no requerir combustión, ya que las altas temperaturas (generalmente entre 350 °C y 650 °C) inducen una serie de reacciones químicas que transforman la materia prima en productos reutilizables. Entre los subproductos obtenidos se encuentran el gas de síntesis (principalmente compuesto por hidrógeno, monóxido de carbono y metano),

residuos líquidos como hidrocarburos y sólidos como coque o carbón de alta pureza, los cuales tienen aplicaciones energéticas e industriales (Klug, 2012; García, 2021). A continuación, se muestra un esquema sobre el proceso de pirólisis.

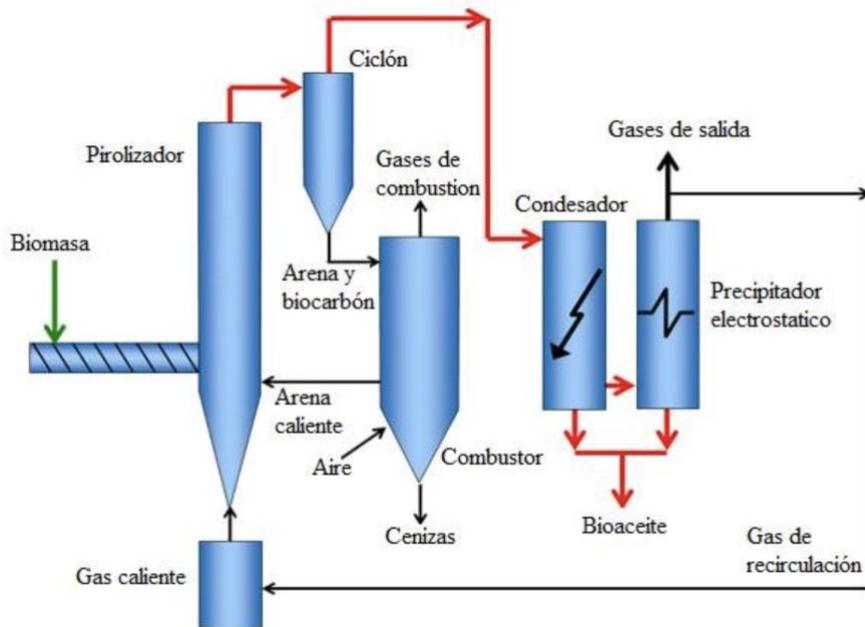


Ilustración 8: Esquema Proceso de Pirólisis. Fuente: Osorio, J. 2018.

Una de las principales ventajas de la pirólisis es su capacidad para minimizar la generación de contaminantes como dioxinas y furanos, que suelen estar presentes en otros procesos térmicos como la incineración. Además, los subproductos gaseosos y líquidos pueden ser utilizados para generar energía eléctrica o calor mediante ciclos de vapor, mientras que los residuos sólidos son reutilizables como combustible en la industria cementera o para la producción de biocombustibles. Este potencial ha llevado a un creciente interés en tecnologías avanzadas de pirólisis, como la pirólisis rápida y la pirólisis flash, que optimizan el proceso mediante velocidades de calentamiento y enfriamiento más rápidas, aumentando la eficiencia energética y reduciendo el tiempo del tratamiento (Urien, 2013).

Sin embargo, la pirólisis también presenta desafíos significativos. Por ejemplo, requiere una clasificación y pretratamiento riguroso de los residuos para

garantizar la eficiencia del proceso, lo que eleva los costes operativos. Además, el consumo energético es elevado debido a las altas temperaturas necesarias, lo que puede disminuir la viabilidad económica del proceso si no se gestiona adecuadamente (Iber, 2021). Este hecho ha limitado su aplicación a situaciones específicas, como el tratamiento de neumáticos fuera de uso, o residuos plásticos y madera, materiales homogéneos que optimizan el rendimiento del proceso (García, 2021).

En el contexto español, aunque la pirólisis no está tan extendida como la incineración, ha mostrado potencial para complementar otras técnicas de valorización energética de residuos. Con el desarrollo de tecnologías más eficientes y la implementación de políticas que incentiven su uso, podría convertirse en una herramienta clave para alcanzar los objetivos de sostenibilidad en la gestión de residuos.

4.2.3 Gasificación

La gasificación es un proceso termoquímico que convierte materiales carbonosos, como residuos sólidos urbanos, en un gas combustible conocido como gas de síntesis o "syngas". Este proceso se lleva a cabo a temperaturas elevadas, generalmente superiores a 750 °C, en un ambiente con una cantidad controlada de agente gasificante, como oxígeno o vapor de agua, para evitar la combustión completa de la materia. El syngas resultante está compuesto principalmente por monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H₂), dióxido de carbono (CO₂) y, en menor medida, metano (CH₄) y otros hidrocarburos ligeros. A continuación, se muestra un esquema sobre el proceso de gasificación.

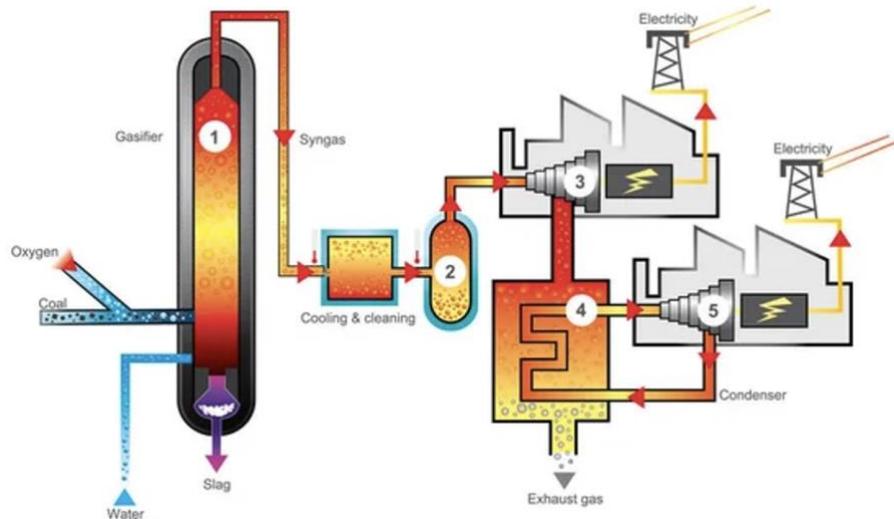


Ilustración 9: Esquema Proceso de Gasificación. Fuente: Vector.EPS.

Una de las ventajas significativas de la gasificación es su capacidad para reducir el volumen y peso de los residuos, al tiempo que genera un combustible gaseoso aprovechable para la producción de energía. El syngas puede utilizarse en motores de combustión interna, turbinas de gas o calderas para generar electricidad y calor. Además, mediante procesos adicionales, es posible sintetizar combustibles líquidos o productos químicos de alto valor añadido a partir del syngas (IDAE, 2007). Por ejemplo, el uso de vapor de agua como agente gasificante aumenta significativamente los niveles de hidrógeno en el syngas, mejorando su calidad energética (Urien, 2013).

Sin embargo, la gasificación presenta desafíos técnicos y económicos. Es esencial un pretratamiento adecuado de los residuos, que incluye la reducción de tamaño y el secado para disminuir el contenido de humedad, ya que una humedad elevada puede afectar negativamente la eficiencia del proceso y la calidad del syngas producido. Además, la presencia de contaminantes como alquitranes y compuestos halogenados en el syngas requiere sistemas de limpieza y depuración eficientes para evitar problemas operativos y cumplir con las normativas ambientales vigentes.

En España, la aplicación de la gasificación para el tratamiento de RSU aún es limitada, aunque existen proyectos piloto y estudios que evalúan su

viabilidad y eficiencia. La implementación de esta tecnología podría contribuir a la reducción de la dependencia de los vertederos y a la valorización energética de los residuos, alineándose con las políticas europeas de economía circular y sostenibilidad ambiental (IDAE, 2007). Es importante destacar que la eficiencia y viabilidad económica de la gasificación dependen de diversos factores, como la composición y características de los residuos, el diseño del gasificador, el agente gasificante utilizado y las condiciones operativas.

4.2.4 Gasificación por Plasma

La gasificación por plasma es una tecnología de valorización de residuos basada en el uso de temperaturas extremadamente altas, alcanzadas mediante un plasma generado por un arco eléctrico. El plasma, considerado el cuarto estado de la materia, es un gas ionizado compuesto por partículas cargadas que lo convierten en un conductor eléctrico altamente eficiente. En este proceso, se generan temperaturas que pueden superar los 5000 °C, permitiendo la disociación molecular de los materiales introducidos en una cámara de plasma (Kalina et al., 2022).

El proceso inicia con la introducción de los residuos en una vasija donde se encuentran dos electrodos (cátodo y ánodo), responsables de generar el arco eléctrico que transforma un gas inerte, como el nitrógeno o el argón, en plasma. Los residuos, sometidos a estas temperaturas, experimentan una ruptura molecular que da lugar a dos productos principales: el gas de síntesis o syngas y una escoria vitrificada. El syngas está compuesto principalmente por monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H₂) y pequeñas trazas de hidrocarburos ligeros, mientras que la escoria vitrificada consiste en materiales inorgánicos completamente inertes (Alvarez et al., 2023).

El syngas obtenido tiene un amplio abanico de aplicaciones energéticas. Puede ser utilizado como combustible en ciclos combinados para la generación de energía eléctrica, inyectado en redes de distribución de gas natural o empleado como fuente de hidrógeno para vehículos y pilas de combustible. Este gas presenta la ventaja de ser limpio y flexible en su utilización, contribuyendo a

la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, la escoria vitrificada, al no contener dioxinas ni furanos, es apta para su utilización en la industria de la construcción, especialmente en la fabricación de hormigón y materiales de relleno (Moustakas et al., 2021).

Entre las principales ventajas de la gasificación por plasma se destaca su capacidad para tratar una amplia gama de residuos, desde residuos sólidos urbanos (RSU) hasta residuos industriales, forestales y agrícolas, sin necesidad de una clasificación previa exhaustiva. Además, el proceso opera en condiciones de baja concentración de oxígeno, lo que minimiza la formación de toxinas y cenizas. Asimismo, la presurización negativa de la cámara garantiza un manejo seguro al evitar fugas de gases o partículas. Estas características hacen de esta tecnología una alternativa ecosostenible frente a otras formas de valorización energética (Arena, 2022).

Sin embargo, la gasificación por plasma enfrenta ciertos desafíos. El alto consumo energético para alcanzar las temperaturas requeridas supone un costo operativo significativo. Este inconveniente puede mitigarse parcialmente mediante el aprovechamiento del syngas generado para alimentar el propio proceso. Además, la inversión inicial en infraestructura es considerable, lo que requiere un análisis exhaustivo de su viabilidad económica en comparación con otras fuentes de energía renovable.

4.3 Comparativa Procesos Valoración Energética

Tras analizar los diferentes sistemas de valorización energética de residuos, queda claro que cada tecnología tiene sus propias fortalezas, limitaciones y niveles de adecuación según las necesidades del proyecto. En este análisis comparativo, se considerarán criterios clave como eficiencia energética, producción de energía y el impacto ambiental de cada uno de los sistemas.

La digestión anaerobia es una opción valorada por su capacidad para tratar residuos orgánicos y generar biogás. Sin embargo, su aplicación es

limitada debido a la dependencia de un alto porcentaje de materia orgánica en los residuos tratados. Dado que en muchas regiones, como indica el Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR), la materia orgánica representa sólo una fracción del total de los residuos generados, esta tecnología no resulta ideal para proyectos que manejan grandes volúmenes de residuos mixtos. Además, el rendimiento energético del biogás generado es menor en comparación con otros sistemas más avanzados.

Los vertidos controlados también quedan descartados en este contexto, principalmente debido a los compromisos legislativos y medioambientales establecidos por la Agenda 2030 y las directivas europeas. La reducción progresiva de los vertederos como opción de gestión de residuos refuerza la necesidad de optar por tecnologías que ofrezcan un aprovechamiento energético más eficiente y limpio.

La incineración ha sido una de las formas tradicionales de valorización energética. Sin embargo, su adopción enfrenta críticas severas debido a las altas emisiones de contaminantes tóxicos como dioxinas y furanos, además de la necesidad de invertir en sistemas de control de emisiones que incrementan significativamente los costes operativos. Además, la eficiencia energética de este sistema es relativamente baja comparada con opciones más modernas y avanzadas.

Por otro lado, la pirólisis, aunque más eficiente que la incineración, también presenta un rendimiento inferior en términos de producción energética respecto a procesos como la gasificación. La necesidad de un pretratamiento exhaustivo de los residuos y las limitaciones tecnológicas de su aplicación a gran escala la hacen menos atractiva para el proyecto planteado.

Entre las tecnologías restantes, la gasificación y la gasificación por plasma destacan como las opciones más viables y eficientes. La gasificación, que opera a temperaturas menores que la gasificación por plasma, permite convertir residuos orgánicos e inorgánicos en un gas de síntesis o syngas, que puede emplearse en la generación de energía eléctrica o como combustible en diversas aplicaciones. Sin embargo, este proceso requiere un pretratamiento

considerable, incluyendo la separación, el secado y la trituración de los residuos, lo que puede aumentar los costes y la complejidad operativa.

La gasificación por plasma, por su parte, representa una evolución tecnológica superior al permitir el tratamiento de una mayor variedad de residuos sin necesidad de pretratamiento exhaustivo. Las temperaturas extremas que alcanza, superiores a los 5000 °C, permiten la disociación molecular completa de los materiales, produciendo un syngas altamente puro y una escoria vitrificada inerte que puede reutilizarse en la construcción. Además, este proceso presenta una reducción significativa en la generación de emisiones tóxicas, lo que lo convierte en una opción medioambientalmente sostenible.

Al comparar ambas tecnologías, la gasificación por plasma ofrece ventajas sustanciales en términos de flexibilidad, eficiencia y sostenibilidad. Aunque el costo inicial de implementación puede ser mayor, su capacidad para tratar una amplia gama de residuos y generar productos energéticos de alto valor compensa ampliamente dicha inversión. Por estas razones, se concluye que la gasificación por plasma es el sistema de valorización energética más adecuado para abordar los objetivos del Proyecto y garantizar un enfoque sostenible y eficiente en la gestión de residuos.

5. LUGAR DE EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO

A continuación, se llevará a cabo un estudio para valorar la ubicación de la planta donde se pretende desarrollar un sistema de gasificación por plasma. Es muy importante recordar la necesidad de que esta ubicación debe presentarse acorde a dos requisitos previos. El primero de ellos es que se disponga de una serie de residuos mínimos disponibles como para poder abastecerse de estos para obtener el gas de síntesis. Por otro lado, alineándose con los objetivos del Proyecto de amoldarse a las oportunidades que ofrece un mercado de capacidades que se sitúa a la vuelta de la esquina, la planta se situará en un punto donde sea accesible la inyección de electricidad en la red. A

continuación, se muestra un mapa donde se muestra la ciudad de Burgos, en verde aparecen los puntos de distribución de la empresa Iberdrola, mientras que en rojo sale Villimar, lugar que se escoge para localizar la planta de gasificación por plasma. Tanto los puntos de red de distribución de Iberdrola como Villimar (red de transporte, 220 kV), son lugares con capacidad de inyección. Asimismo, la capacidad de inyección de Villimar es de 99 MW.

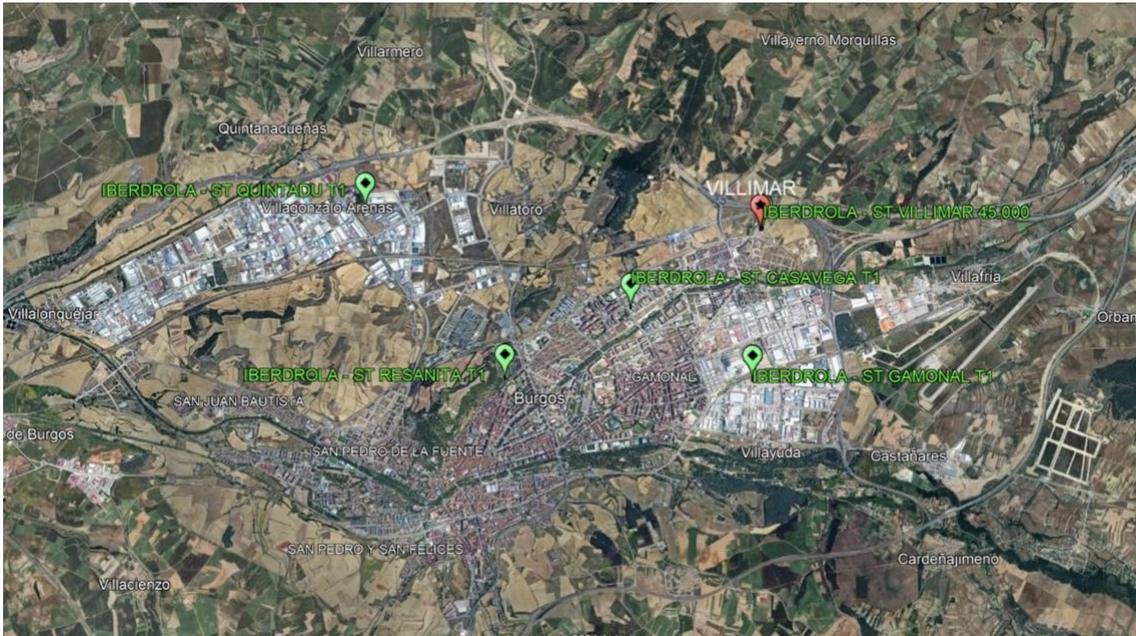


Ilustración 10: Localización de la Planta en Villimar. Fuente: Elaboración propia, Google Maps.

La ciudad de Burgos, que cuenta con un total de 174.154 habitantes (INE, 2021), es suficientemente grande como para albergar una cantidad de residuos necesarios para la generación de hidrógeno.

5.1 Residuos Sólidos Urbanos Generados en Burgos

La gestión de los residuos sólidos urbanos (RSU) constituye uno de los principales retos medioambientales para las ciudades contemporáneas, especialmente ante la necesidad de buscar soluciones sostenibles que transformen estos desechos en recursos aprovechables. En el caso de Burgos, En 2023, la ciudad generó cerca de 70 millones de kilos de residuos, lo que supone un incremento de 2,4 millones respecto al año anterior, y una media de 402 Kg anuales per cápita. Según los datos del área de Medioambiente del

Ayuntamiento, el 77,3% de estos residuos se depositaron en contenedores grises y a través de la limpieza viaria, mientras que el 22,7% restante se recolectó mediante contenedores específicos para reciclaje. Para la consecución del presente Proyecto, se obtendrá un total de 20 millones de kilos de residuos para su aprovechamiento en la planta de gasificación por plasma.

Los contenedores grises, diseñados para recoger residuos no reciclables como cerámica, cristalería o plásticos no destinados a envases, acumularon la mayor parte de los desechos. Junto con la basura recogida por limpieza viaria, se alcanzaron 45,1 millones de kilos, representando casi las tres cuartas partes del total. De esta cantidad, 36,5 millones de kilos procedieron de la recogida directa en contenedores distribuidos por la ciudad, 5,1 millones se recolectaron en polígonos industriales y algo más de 2 millones en las calles tras tareas de limpieza.

Por otro lado, la recogida selectiva, destinada a residuos reciclables, representó el 26% del total, con 15,8 millones de kilos recolectados. El papel y cartón fueron los residuos más destacados, alcanzando 5,2 millones de kilos, seguidos del vidrio con 3,7 millones y los envases ligeros con 3,6 millones. La materia orgánica en el contenedor marrón llegó a 1,2 millones de kilos, mientras que los contenedores de reciclaje textil sumaron 1,1 millones de kilos. Además, se recogieron 1,8 millones de kilos de otros residuos especiales, como aceite usado, muebles o electrodomésticos. A continuación, se muestra un gráfico para entender con mayor facilidad el porcentaje de cada clase de residuo recogida.

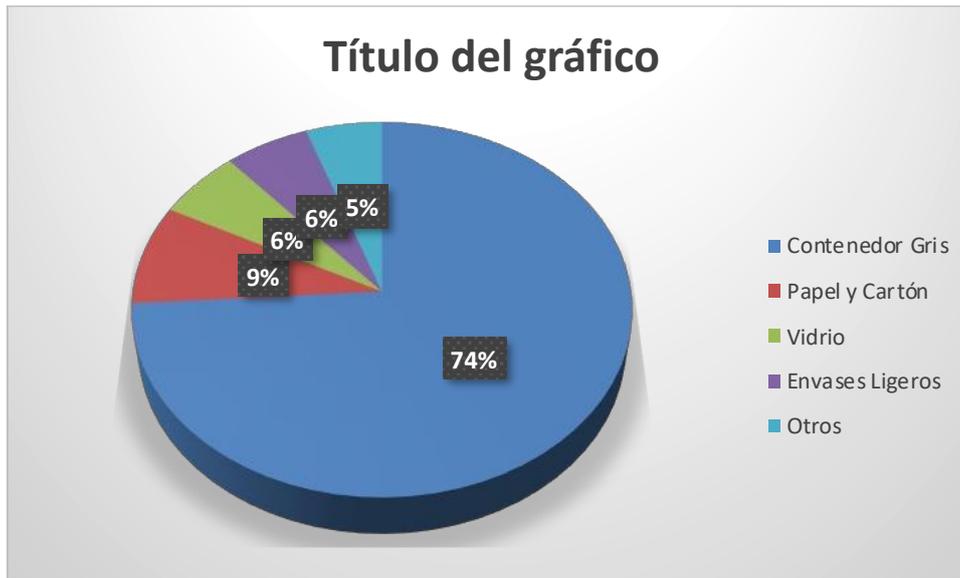


Ilustración 11: Proporción de los RSU generados en la Ciudad de Burgos. Fuente: Elaboración propia, a partir de Información de Burgos Conecta

La gran ventaja que presenta el proceso de la gasificación por plasma es el aprovechamiento de una gran variedad de residuos, independientemente de su composición química, sin tener que realizar tratamientos previos exhaustivos.

Una vez se conoce la cantidad de residuos de los que se puede disponer, es momento de valorar el cálculo energético capaz de obtenerse de estos. El poder calorífico inferior (PCI) de los residuos sólidos urbanos oscila entre 1200 y 1800 Kcal/kg en su estado bruto y puede alcanzar valores de entre 1800 y 3500 Kcal/kg tras la aplicación de ciertos tratamientos alternativos. Para este análisis, se ha adoptado un valor promedio estimado de 3000 Kcal/kg como referencia. Considerando un volumen anual de 20.000 toneladas de residuos, es posible calcular la energía total potencialmente aprovechable de estos RSU en un escenario teórico ideal, sin tener en cuenta las eficiencias energéticas reales del proceso:

$$20.000 \frac{\text{Toneladas}}{\text{Año}} * 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{Toneladas}} * 3000 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} = 60.000 \frac{\text{Gcal}}{\text{año}}$$

Ecuación 1: Cálculo energético de los RSU de Burgos.

A continuación, se considera que la planta trabajará los 365 días del año, lo que supone un total de 8.760 horas. Asimismo, ha de entenderse que 1.000.000 Kcal/h equivalen a 1,165 MW. Por lo tanto:

$$60.000 \frac{Gcal}{año} * \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ horas}} = 6,849 \frac{Gcal}{hora}$$

$$6.849.000 * \frac{Kcal}{h} * \frac{1,163 \text{ MW}}{1.000.000 \frac{Kcal}{h}} = 7,97 \text{ MW}$$

Ecuación 2: Capacidad de Generación de la Planta de Gasificación por Plasma.

Se concluye que se podrían llegar a generar un total de 7,97 MW a partir de la recogida de los residuos sólidos urbanos en la ciudad de Burgos.

5.2 Subestación de Villimar

Se trata de la red de transporte de 220 kV, con capacidad de inyección de hasta 99 MW. Villimar es considerado un barrio de Burgos y cuenta con hasta 1106 habitantes según datos de Instituto Nacional de Estadística.

6. GASIFICACIÓN POR PLASMA

En el presente apartado se desarrollará el sistema de valorización energética elegida para la consecución del Proyecto. Se tratará a fondo el concepto de plasma, además de valorarse cómo es el proceso de valorización y los distintos procesos y elementos necesarios para llevarse a cabo la gasificación por plasma.

6.1 El plasma: el cuarto estado de la materia

El plasma es un estado fundamental de la materia, definido como un gas ionizado compuesto por iones, electrones libres y átomos neutros. Representa el estado más abundante del universo, presente de manera natural en las estrellas, la ionosfera y fenómenos como auroras boreales o rayos. Aunque en la vida cotidiana estamos más familiarizados con los estados sólido, líquido y gaseoso, el plasma conforma más del 99% de la materia observable del cosmos (Chen, 2016).

El plasma se distingue por sus propiedades únicas: alta conductividad eléctrica, fuerte respuesta a campos magnéticos y térmicos, y la capacidad de emitir luz al ser excitado. Su formación ocurre cuando un gas alcanza temperaturas extremas, superando los 5000 °C, o es sometido a un fuerte campo eléctrico. Estas condiciones conducen a la ionización, donde los átomos pierden o ganan electrones, resultando en un medio compuesto por iones y electrones libres (Lieberman & Lichtenberg, 2005). A continuación, se muestran los 4 estados de la materia y las transiciones entre los mismos:



Ilustración 12: Estados de la Materia y sus Transiciones. Fuente: Research Gate.

El proceso de ionización puede entenderse como un ciclo de cascada: un electrón libre impacta con un átomo neutro, generando otro ion y un electrón adicional. Este mecanismo continúa exponencialmente, creando una masa de partículas cargadas en constante interacción. La densidad y el grado de ionización determinan las propiedades del plasma, influyendo en su comportamiento como conductor eléctrico y su aplicación tecnológica (Raizer, 1991).

Según su equilibrio térmico, el plasma se clasifica en dos tipos. Por una parte se encuentra lo que se conoce como plasmas térmicos o calientes, donde la temperatura de electrones, iones y átomos neutros es uniforme. Poseen un alto grado de ionización y son utilizados en aplicaciones industriales como soldadura y corte. Por otra parte, se encuentran los plasmas no térmicos o fríos. Estos, presentan temperaturas diferentes entre electrones y partículas pesadas. Los electrones alcanzan energías elevadas mientras que los átomos permanecen relativamente fríos. Este tipo de plasma se emplea en tecnologías como desinfección, medicina y pantallas de televisores (Boulos et al., 1994).

En el universo, el plasma se encuentra predominantemente en estrellas y el viento solar. En la Tierra, se manifiesta en la ionosfera, donde las radiaciones solares ionizan los gases atmosféricos, y en fenómenos naturales como los rayos y auroras. Tecnológicamente, se ha implementado en procesos como la metalurgia, generadores de plasma para corte industrial y gasificación por plasma, una innovadora tecnología para el tratamiento de residuos y la generación de energía limpia (Fridman, 2008).

6.2 Proceso

El proceso de gasificación objeto de estudio se denomina sistema de conversión de plasma directo y se divide en 5 etapas, cada una de las cuales será desarrollada posteriormente. Para su mejor entendimiento, se presenta una previa ilustración a continuación, donde se observan las distintas etapas que se dan y su orden.



Ilustración 13: Etapas Proceso Gasificación por Plasma. Fuente: Valenciano, 2015.

6.2.1 Etapa 1: Alimentación

La etapa de alimentación en el proceso de gasificación por plasma representa el inicio crítico del ciclo, en el que los residuos y gases requeridos son introducidos al reactor de plasma. Este sistema de alimentación no solo asegura un suministro continuo y controlado de materiales, sino que también permite optimizar el rendimiento del proceso mediante tratamientos previos que, aunque opcionales, son altamente recomendables. A continuación, se muestran los distintos tipos de tratamiento previo que se llevan a cabo:

- Reducción del Tamaño: La fragmentación de los residuos es esencial para garantizar su manejabilidad y uniformidad en el reactor. Equipos como trituradores o molinos de martillo convierten los residuos en fragmentos más pequeños, facilitando tanto su transporte como su reacción dentro del sistema. Además, esta reducción incrementa la densidad del material, optimizando el espacio en el reactor.
- Separación de Materiales: Mediante técnicas como separadores magnéticos, ópticos o balísticos, los residuos se clasifican según sus propiedades. Este proceso permite obtener una mayor uniformidad en la alimentación al reactor, lo que se traduce en un gas de síntesis (syngas) de composición más estable y predecible.

- Compactación: La densidad de los residuos puede aumentarse mediante procesos como la paletización o la formación de bloques compactos. Este tratamiento facilita su almacenamiento y transporte, reduciendo los costes logísticos y mejorando la eficiencia general del sistema.
- Reducción de Humedad: La eliminación de la humedad de los residuos es fundamental para mejorar el rendimiento energético del proceso. Se utiliza el calor residual del syngas generado en el reactor para reducir la humedad inicial de los residuos de un 20% a valores cercanos al 5%. Esto no solo aumenta la eficiencia térmica, sino que también minimiza posibles fluctuaciones en las condiciones del reactor.

Una vez tratados, los residuos se introducen al reactor de manera continua mediante un sistema automatizado que asegura un flujo constante y regulado. Este sistema incluye sensores y controles que ajustan el ritmo de alimentación según las necesidades operativas del reactor.

Para generar el plasma necesario, también se introducen los gases requeridos:

- Oxígeno: Actúa como medio oxidante y contribuye al equilibrio químico dentro del reactor.
- Gas Plasmógeno: Es el gas que alimenta las antorchas de plasma. Aunque pueden usarse gases como helio o nitrógeno, el aire es la opción más común debido a su costo reducido y buen rendimiento.

El diseño de un sistema de alimentación eficiente es clave para garantizar la estabilidad del proceso de gasificación por plasma. Una alimentación uniforme y controlada mejora la calidad del syngas, reduce el desgaste del equipo y minimiza la generación de subproductos no deseados. Además, permite aprovechar de manera más efectiva la capacidad del reactor, optimizando los resultados tanto económicos como ambientales.

6.2.2 Etapa 2: Disociación

La etapa de disociación representa el corazón del proceso de gasificación por plasma, donde las altas temperaturas y el plasma generado en el reactor descomponen los residuos en sus componentes más básicos. Este proceso ocurre dentro de una vasija especialmente diseñada que permite la transformación molecular de los residuos mediante reacciones térmicas y químicas controladas.

La disociación molecular ocurre bajo condiciones extremas de temperatura, alcanzadas gracias al arco eléctrico generado por las antorchas de plasma. Estas antorchas, alimentadas por un generador de corriente continua, generan un campo eléctrico que provoca la ionización de los gases plasmógenos y la ruptura de los enlaces moleculares de los residuos. Este proceso se divide en varias etapas, según el aumento progresivo de la temperatura:

- Rotación y Translación de Partículas (500-1000 °C): Las moléculas comienzan a moverse más rápidamente, ganando energía cinética.
- Vibración Molecular (2000 °C): Las partículas alcanzan niveles energéticos suficientes para alterar sus enlaces internos.
- Disociación Molecular (2750 °C): Los enlaces moleculares se rompen, liberando átomos individuales y compuestos simples como H₂, CO y otros gases.
- Ionización (5250 °C): Los átomos y compuestos resultantes se ionizan completamente, formando un plasma altamente energizado.

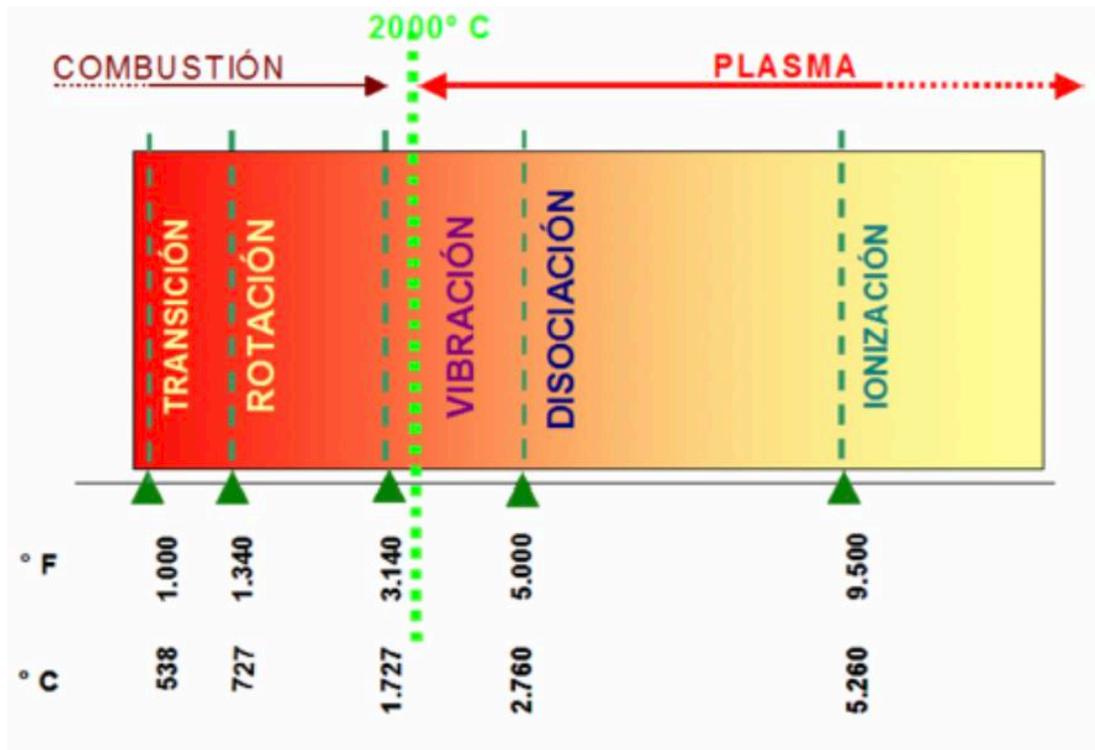
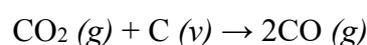
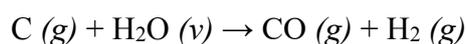


Ilustración 14: Fases térmicas en el Proceso de Disociación. Fuente: Acciona, 2017

En la vasija de plasma, los residuos son sometidos a una combinación de reacciones que aseguran la transformación eficiente de la materia:

- Cracking Térmico: Las moléculas complejas, como hidrocarburos pesados, se descomponen en compuestos más ligeros como H₂ y CH₄.
- Oxidación Parcial: Bajo condiciones controladas de oxígeno, el carbono reacciona para formar principalmente CO, con pequeñas cantidades de CO₂ y H₂O. El control de la cantidad de oxígeno es crucial para minimizar los subproductos que puedan reducir el poder calorífico del syngas.
- Reformación: Los compuestos básicos, como H₂ y C, se combinan para formar moléculas útiles como CO y H₂, de la siguiente manera:



Ecuación 3: Reformación en el proceso de Disociación

Además del syngas, esta etapa produce un subproducto sólido conocido como escoria vitrificada. En el fondo de la vasija, un lecho de arena fundida rica en silicio reacciona con los residuos inorgánicos, atrapando metales pesados y transformándolos en una masa inerte, similar a un vidrio basáltico. Este material es inocuo, no tóxico y puede ser reutilizado en aplicaciones industriales.

El proceso de disociación también resulta en una reducción drástica del volumen de los residuos, con ratios que pueden alcanzar hasta 300:1, lo que mejora significativamente la eficiencia del sistema y reduce la necesidad de espacio para almacenamiento final.

Esta etapa no solo es crucial para la generación de un syngas de alta calidad, sino también para garantizar la neutralización de materiales peligrosos y la obtención de subproductos reutilizables. La combinación de temperaturas extremas, reacciones controladas y la presencia del plasma asegura la eficiencia y sostenibilidad del proceso de gasificación por plasma.

6.2.3 Etapa 3: Enfriamiento

La etapa de enfriamiento en el proceso de gasificación por plasma es fundamental para garantizar la integridad de los equipos posteriores y aprovechar de manera eficiente la energía térmica generada en la etapa previa. A la salida de la vasija, el gas de síntesis (syngas) se encuentra a temperaturas cercanas a los 1000 °C, lo que hace imprescindible reducir su temperatura antes de las etapas de purificación y aprovechamiento energético.

El enfriamiento del syngas se lleva a cabo mediante un sistema diseñado para disminuir la temperatura de manera progresiva, asegurando que se mantengan las propiedades del gas y se eviten daños en los equipos. Este sistema puede dividirse en las siguientes subetapas:

- Reducción Inicial de Temperatura (1000 °C a 750 °C): Se utiliza un intercambiador de aire para realizar una primera etapa de enfriamiento. Este dispositivo transfiere el calor del syngas a una corriente de aire frío,

lo que permite una reducción significativa de la temperatura sin afectar la calidad del gas.

- Enfriamiento Intermedio (750 °C a 500 °C): En esta subetapa, se emplea un intercambiador de agua. El calor extraído del syngas calienta el agua, generando vapor saturado. Este vapor puede ser utilizado posteriormente en procesos industriales o para la generación de electricidad mediante un ciclo Rankine.
- Enfriamiento Final (500 °C a 250 °C): El syngas pasa por un segundo intercambiador de agua, donde el calor residual se transfiere al agua, produciendo vapor sobrecalentado que puede emplearse en turbinas para generar energía eléctrica. Esta etapa asegura que el gas salga a una temperatura adecuada para su manipulación y purificación.

Además de los intercambiadores de calor, se pueden emplear sistemas de quenching, que consisten en la inyección de una corriente de agua fría o gas a baja temperatura directamente en el flujo de syngas. Este método es especialmente útil en instalaciones donde se requiere un enfriamiento rápido o cuando se desea minimizar la inversión en infraestructura.

El calor extraído durante esta etapa no se desperdicia, sino que se integra en otros procesos dentro de la planta, mejorando su eficiencia global. Las principales aplicaciones del calor residual incluyen la generación de energía, donde el vapor generado en los intercambiadores puede ser utilizado en turbinas para producir electricidad mediante un ciclo Rankine, aprovechando al máximo la energía térmica disponible. Por otra parte, también se puede aplicar en el secado de residuos, donde el calor residual puede emplearse en la etapa de reducción de humedad de los residuos, optimizando así el proceso de alimentación descrito anteriormente.

El enfriamiento del syngas no solo protege los equipos, sino que también permite una mejor gestión del calor generado, aumentando la eficiencia energética del sistema. Esta etapa es clave para garantizar la viabilidad económica y técnica del proceso de gasificación por plasma, asegurando un uso sostenible y óptimo de los recursos térmicos.

6.2.4 Etapa 4: Filtrado de gases

La etapa de filtrado de gases en el proceso de gasificación por plasma es esencial para garantizar la calidad del gas de síntesis (syngas) y proteger los equipos utilizados en las fases posteriores. Aunque el syngas está compuesto principalmente por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), también puede contener trazas de compuestos no deseados y partículas sólidas que deben ser eliminadas para optimizar su aprovechamiento energético y minimizar el impacto ambiental. Este proceso busca mejorar la calidad del syngas eliminando las impurezas para asegurar una composición más homogénea del gas, lo que incrementa su eficiencia y valor calorífico. Además, permite proteger los equipos al remover partículas sólidas que podrían causar erosión y abrasión en las turbinas y otros componentes utilizados en la conversión energética. Por último, desde una perspectiva medioambiental, la purificación del syngas minimiza la presencia de contaminantes, reduciendo así las emisiones durante su combustión o aplicación en otros procesos.

El método del ciclón es uno de los sistemas más utilizados para el filtrado inicial de partículas sólidas en el syngas debido a su sencillez y eficiencia. Este dispositivo mecánico aprovecha la fuerza centrífuga generada por el movimiento helicoidal del gas dentro de un cilindro vertical con fondo cónico. Cuando el gas entra tangencialmente al ciclón, las partículas más densas son proyectadas hacia las paredes internas del dispositivo. Debido a su inercia, estas partículas no pueden seguir el flujo del gas y caen por gravedad hacia una tolva de recolección situada en la base del ciclón. Una vez separadas, estas partículas pueden ser retiradas y tratadas de manera segura.

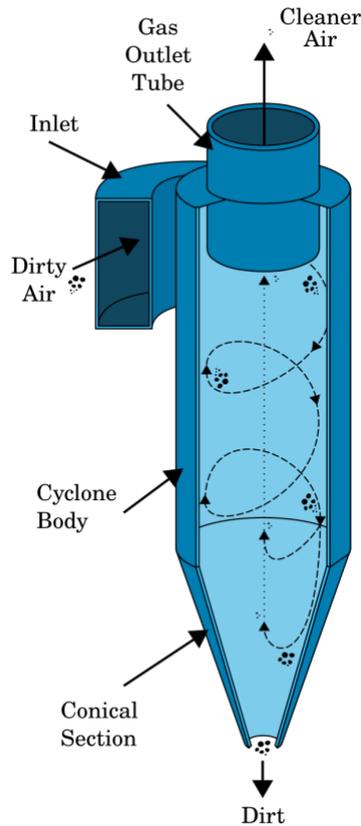


Ilustración 15: Proceso de Filtrado de Gases con un Ciclón. Referencia: Wikipedia.

El rendimiento de los ciclones varía dependiendo de su diseño y de las características del gas tratado. Generalmente, ofrecen eficiencias de separación que oscilan entre el 65% y el 99%. Este rango depende del tamaño de las partículas presentes, mientras que son muy efectivos para partículas superiores a 10 μm , su eficacia disminuye considerablemente para partículas más pequeñas. A pesar de esta limitación, los ciclones son ampliamente valorados por su bajo costo de instalación y mantenimiento, así como por la ausencia de piezas móviles, lo que minimiza la necesidad de reparaciones frecuentes.

Otra ventaja importante de los ciclones es su capacidad para manejar grandes volúmenes de gas sin una pérdida significativa de eficiencia. Esto los convierte en una opción ideal para la primera etapa de filtrado, especialmente en procesos industriales donde la corriente de syngas puede contener una alta concentración de partículas. Sin embargo, en casos donde el gas contiene partículas ultrafinas o compuestos tóxicos adicionales, los ciclones suelen

combinarse con otros sistemas de filtrado más avanzados, como filtros de mangas o torres de absorción, para garantizar una purificación completa.

6.2.5 Etapa 5: Neutralización

La etapa de neutralización en el proceso de gasificación por plasma tiene como propósito purificar el gas de síntesis (syngas) al reducir o eliminar los compuestos halogenados, sulfurados y otros contaminantes residuales que podrían afectar su calidad y limitar su aplicación. Esta fase final de tratamiento también asegura la captura de subproductos contaminantes, como el CO₂, para su posterior almacenamiento o reutilización, contribuyendo así a la sostenibilidad del proceso.

En esta etapa, el syngas es sometido inicialmente a un sistema de Scrubber, también conocido como torre de absorción. Este dispositivo utiliza un líquido neutralizante, como agua enriquecida con reactivos químicos, para capturar y neutralizar compuestos halogenados (derivados de cloro, flúor, etc.) y sulfurados presentes en el gas. Al interactuar con el gas, los reactivos forman subproductos como sales solubles, que se depositan en el fondo del Scrubber en forma de agua salada. Este subproducto debe ser recogido y tratado posteriormente para evitar impactos ambientales.

Para completar la eliminación de sulfuros, el syngas pasa por un filtro de alta eficiencia que contiene carbón activado. Este material es especialmente eficaz para adsorber compuestos sulfurados, lo que garantiza que el gas de síntesis sea seguro y adecuado para su uso en aplicaciones energéticas o industriales. A continuación, se muestra una imagen para entender de mejor manera este proceso.

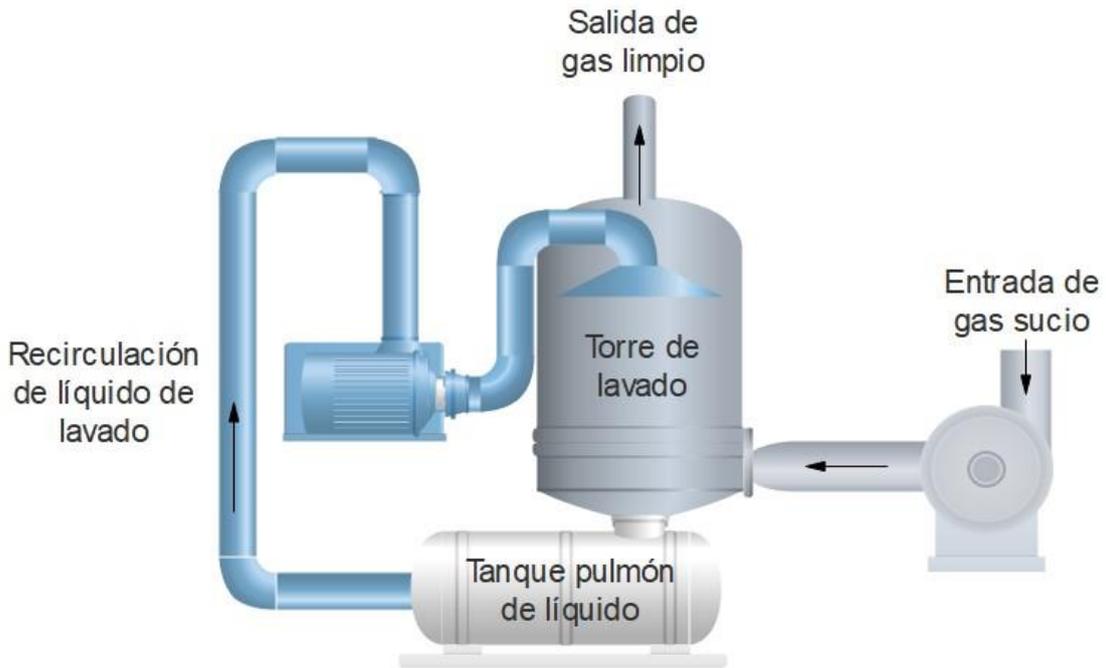


Ilustración 16: Sistema Scrubber. Fuente: Caperva.

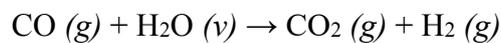
Aunque tras esta purificación inicial el syngas ya es más limpio, su composición puede optimizarse aún más mediante reacciones químicas adicionales, pues su composición todavía presenta mucho porcentaje de monóxido de carbono (CO) y poco de hidrógeno (H₂):

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

Tabla 2: Composición del Gas de Síntesis tras pasar por el Scrubber. Fuente: Elaboración propia.

El siguiente objetivo trata de reducir al máximo la presencia de monóxido de carbono (CO) y aumentar la proporción de hidrógeno (H₂), por lo que se llevarán a cabo los siguientes procesos:

- Reacción Shift: este proceso no solo reduce la proporción de monóxido de carbono, sino que también incrementa significativamente la cantidad de hidrógeno, mejorando el valor calorífico del syngas. El resultado es un syngas con una mayor concentración de hidrógeno, lo que lo hace especialmente atractivo para su uso en celdas de combustible y otras tecnologías limpias. La reacción que tiene lugar en este proceso es la siguiente:



Ecuación 4: Reacción Shift.

- Captura del CO₂: el CO₂ generado durante la reacción Shift es capturado y eliminado del flujo de syngas. Para ello, se emplean tecnologías avanzadas de captura de carbono, como baños de solventes de aminas, que disuelven el CO₂ de manera eficiente, o membranas de separación. Una vez separado del syngas, el dióxido de carbono puede ser comprimido y almacenado en formaciones geológicas o reutilizado en procesos industriales como la producción de materiales de construcción.

Tras completar la etapa de neutralización, se obtiene un syngas de alta calidad, con una composición ajustada según los requerimientos de la aplicación final, llegando a obtener una concentración de hidrógeno en el gas de síntesis de hasta un 70%. Por lo tanto, el gas suele contener un alto porcentaje de hidrógeno, una reducida proporción de CO₂ y niveles insignificantes de compuestos halogenados y sulfurados. Además, los subproductos generados, como el agua salada y el CO₂ capturado, son manejados de manera responsable para minimizar el impacto ambiental del proceso. A continuación, se puede observar la composición del syngas al finalizar el proceso:

Elemento	Porcentaje
H ₂	72,87%
CO ₂	21,69%
CO	3,41%
N ₂	1,12%
Ar	0,9%
H ₂ O	0%
CH ₄	0,01%

Tabla 3: Composición del Gas de Síntesis tras la Neutralización. Fuente: Elaboración propia.

La etapa de neutralización no solo asegura la viabilidad del syngas como fuente de energía limpia, sino que también representa un ejemplo de cómo las tecnologías modernas pueden integrarse para cumplir con estándares ambientales cada vez más exigentes.

6.3 Elementos de la planta de gasificación por plasma

A continuación, se van a presentar los distintos elementos que están presentes en el proceso de gasificación de plasma de una planta.

6.3.1 Vasija

La vasija, también conocida como reactor, es el componente central donde se lleva a cabo la disociación molecular de los residuos orgánicos e inorgánicos. Su diseño y funcionamiento son clave para garantizar la eficiencia del proceso y la seguridad operativa. Esta estructura está compuesta por dos partes principales: el cuerpo principal y la tapa superior, generalmente fabricadas en acero inoxidable para resistir las condiciones extremas del interior. La hermeticidad entre ambas partes es fundamental para evitar fugas de syngas o

contaminantes al ambiente, por lo que el sistema suele operar bajo presión negativa.

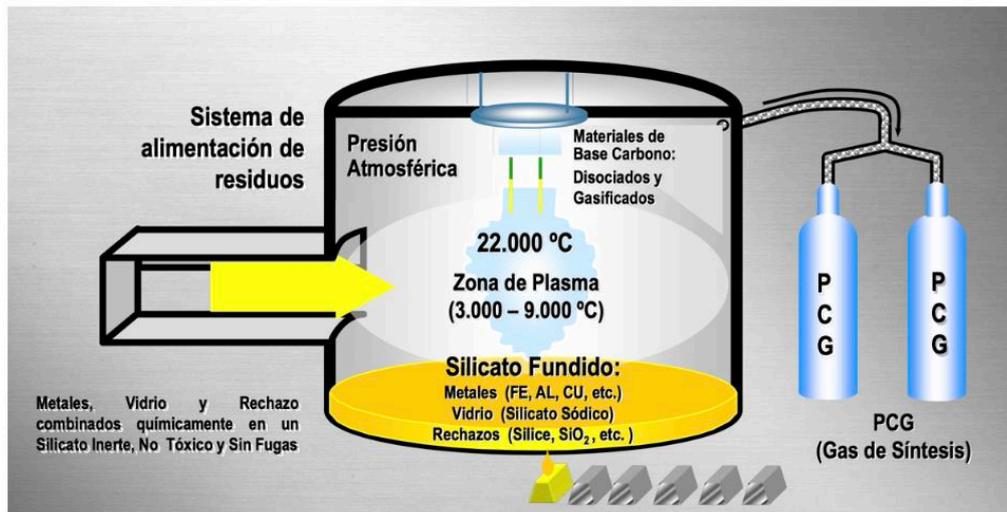


Ilustración 17: Proceso de la Vasija del Gasificador de Plasma. Fuente: Aventum.

En el interior de la vasija, las temperaturas alcanzan niveles extremos, rondando los 1400-1500 °C en la mayor parte del espacio y llegando a los 6000 °C en la punta de la antorcha de plasma. Estas condiciones permiten la ruptura completa de los enlaces moleculares, facilitando la formación de un gas de síntesis rico en monóxido de carbono e hidrógeno y la transformación de residuos inorgánicos en una escoria vitrificada inerte.

El interior de la vasija está recubierto con una capa de material refractario de alta resistencia. Este recubrimiento cumple una doble función: protege las paredes de la vasija de los efectos corrosivos y térmicos de las altas temperaturas y mantiene el calor dentro del reactor, evitando la condensación de gases ácidos y garantizando un proceso más eficiente.

En cuanto a la extracción de los productos generados, existen dos configuraciones principales. La primera consiste en una única salida común para el syngas y la escoria vitrificada, mientras que la segunda contempla salidas separadas para cada uno de estos productos. Esta última opción suele ser preferible en instalaciones que buscan optimizar la recolección y procesamiento de cada producto de manera independiente.

El diseño de la vasija también considera mecanismos para asegurar que todos los residuos introducidos atraviesen la zona de plasma, donde se producen las temperaturas más altas. Este enfoque garantiza la disociación completa de las moléculas y la neutralización de materiales peligrosos, mejorando la calidad del gas de síntesis y asegurando que la escoria generada sea completamente inerte y apta para su reutilización en aplicaciones industriales.

6.3.2 Antorcha de plasma

La antorcha de plasma es uno de los elementos esenciales en una planta de gasificación por plasma, ya que es la responsable de generar las altas temperaturas necesarias para llevar a cabo la disociación molecular de los residuos. Este dispositivo funciona mediante la generación de un arco eléctrico entre dos electrodos, el cátodo y el ánodo, utilizando gases plasmógenos como aire comprimido o nitrógeno. Dicho arco alcanza temperaturas que oscilan entre los 5000 y 10,000 °C, creando un plasma térmico que interactúa directamente con los residuos introducidos en el reactor.

Existen dos tipos principales de antorchas de plasma, diferenciadas por la disposición de sus electrodos:

- Antorcha de arco transferido: En este diseño, uno de los electrodos está situado dentro de la antorcha, mientras que el otro se encuentra en el material conductor tratado. Este tipo de antorcha es eficiente en procesos donde se requiere fundir materiales, ya que el arco se genera directamente en el área de trabajo, maximizando la transferencia de calor. Sin embargo, su uso en gasificación es limitado, ya que se adapta mejor a aplicaciones industriales específicas como corte o soldadura.
- Antorcha de arco no transferido: En este caso, ambos electrodos están contenidos dentro de la antorcha. Este diseño permite un mayor control del proceso, ya que el plasma generado es más estable y adecuado para tratar materiales sólidos, líquidos o gaseosos. Además, es el tipo más utilizado en plantas de gasificación debido a su versatilidad y menor costo operativo en comparación con las antorchas de arco transferido.

La antorcha de plasma está compuesta por varias partes clave, incluyendo el sistema de electrodos, el generador de corriente eléctrica, el sistema de refrigeración y el circuito de control. El arco eléctrico se genera en el espacio entre los electrodos, mientras que el gas plasmógeno fluye a través de este espacio, alcanzando el estado de plasma mediante la interacción térmica y magnética.

El sistema de refrigeración es indispensable para evitar daños a los componentes internos de la antorcha debido a las altas temperaturas. Se utiliza comúnmente agua o gases especiales como medios refrigerantes, lo que garantiza un funcionamiento continuo y eficiente.

En el contexto de la gasificación por plasma, la antorcha permite no solo la disociación de residuos, sino también su conversión en gas de síntesis y escoria vitrificada. Su diseño asegura que las condiciones de temperatura sean consistentes y adecuadas para maximizar la calidad del syngas. Adicionalmente, su eficiencia térmica puede alcanzar valores de entre el 70% y el 90%, dependiendo de la configuración y el mantenimiento de los equipos.

El uso de antorchas de plasma también tiene aplicaciones en otros campos industriales como metalurgia, corte de precisión, soldadura y síntesis de materiales. Estas características subrayan la importancia de este componente como una tecnología versátil y de alto rendimiento. A continuación se va a mostrar una imagen donde se observa una comparación entre la tecnología de antorcha de arco transferido y la de no transferido:

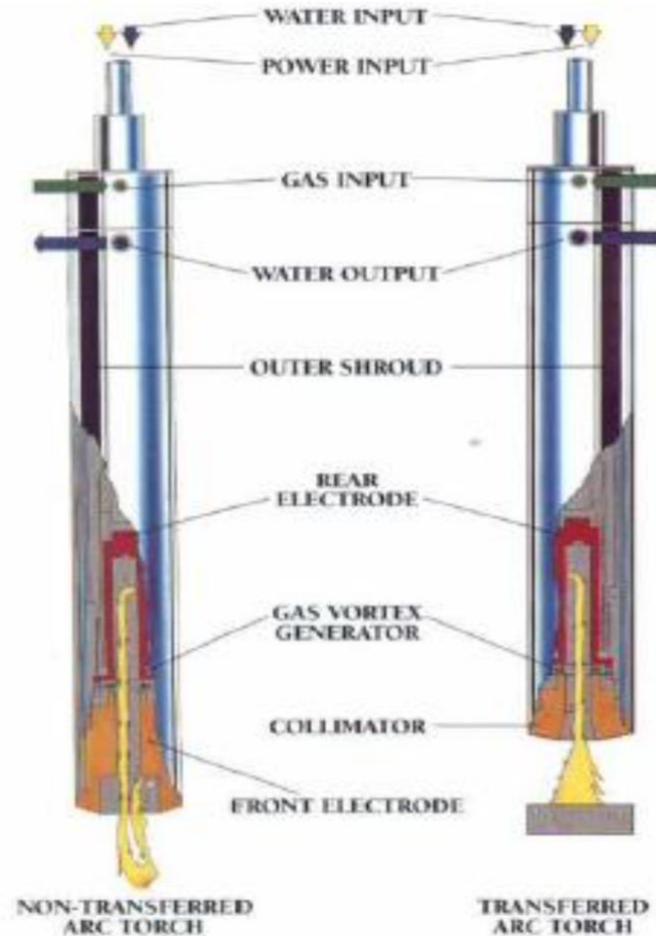


Ilustración 18: Comparativa entre los tipos de antorcha. Fuente: Aventum.

6.3.3 Generador de Corriente Eléctrica

El generador de corriente eléctrica es un elemento fundamental en una planta de gasificación por plasma, ya que es el encargado de suministrar energía a la antorcha de plasma, permitiendo la creación del arco eléctrico necesario para generar el plasma térmico. Este generador trabaja con corriente continua (DC), debido a las ventajas que ofrece en términos de estabilidad del arco, menor desgaste de los electrodos y mayor eficiencia energética.

El generador está conectado a la antorcha mediante un sistema de tiristores, que actúa como un regulador para garantizar un suministro constante de energía y ajustar la intensidad según las necesidades del proceso. Además, el sistema incluye elementos de seguridad como interruptores aislados que protegen los equipos y el personal de posibles sobrecargas o fallos eléctricos.

Un transformador es otro componente esencial del generador. Este dispositivo, generalmente equipado con sistemas de refrigeración por aire o agua, asegura que la tensión eléctrica se adapte a los requerimientos específicos de la antorcha de plasma, evitando fluctuaciones que podrían comprometer la estabilidad del arco eléctrico.

El generador no solo permite la operación continua y controlada de la antorcha de plasma, sino que también influye directamente en la eficiencia térmica del sistema. Un suministro eléctrico estable asegura que las temperaturas alcanzadas en el reactor sean consistentes, lo que es clave para la disociación completa de los residuos y la calidad del gas de síntesis producido. Además, la capacidad de ajustar los parámetros eléctricos permite adaptar el proceso a diferentes tipos de residuos y condiciones operativas.

El uso de corriente continua en el generador aporta varias ventajas sobre la corriente alterna (AC). Entre estas se incluyen una menor pérdida de energía en forma de calor, un desgaste reducido de los electrodos y un control más preciso de las condiciones de plasma.

6.3.4 Sistema de Control

El sistema de control en una planta de gasificación por plasma se basa en un controlador lógico programable (PLC) que gestiona en tiempo real los parámetros esenciales del proceso. Este sistema regula la alimentación de residuos y gases al reactor, ajustando su ritmo para mantener condiciones óptimas de operación. Además, monitoriza de manera continua la composición del syngas, permitiendo realizar ajustes inmediatos para garantizar su calidad. También controla el suministro de corriente continua al generador de la antorcha de plasma y supervisa el sistema de refrigeración para proteger los equipos de posibles daños. Los relés de protección y alarmas aseguran que se mantengan parámetros seguros, activándose en caso de fallos para evitar interrupciones o accidentes. Este sistema centralizado, operado desde una sala de control, combina precisión técnica con la intervención humana, garantizando un funcionamiento eficiente y seguro de la planta.

6.3.5 Circuito de Refrigeración

En el proceso de gasificación por plasma, el sistema de refrigeración es esencial para proteger los componentes críticos de las altas temperaturas generadas, especialmente en la antorcha de plasma y sus cables de alimentación. Este sistema asegura que tanto los electrodos como los conductos de corriente eléctrica operen de manera eficiente y segura, evitando daños estructurales que podrían comprometer el funcionamiento del reactor.

El sistema de refrigeración utiliza agua desionizada a alta presión como medio principal de enfriamiento. Este fluido es bombeado a través de pequeños conductos en la antorcha y alrededor del electrodo, permitiendo la disipación del calor generado. La alta velocidad del flujo es fundamental para maximizar la transferencia térmica y prevenir el sobrecalentamiento, especialmente en los cables de alimentación, que generan una cantidad significativa de calor debido a las altas corrientes eléctricas que transportan en un área transversal limitada.

El circuito de refrigeración está diseñado como un sistema cerrado para garantizar la eficiencia y la reutilización del agua. Sin embargo, el calor acumulado en el líquido refrigerante puede reducir su capacidad de enfriamiento con el tiempo. Para evitar esto, se integra un intercambiador de calor agua-agua, que transfiere el calor a un segundo circuito de agua desionizada. Este circuito secundario está equipado con un intercambiador de calor agua-aire, encargado de disipar el calor al ambiente.

Además, el sistema incluye un tanque de almacenamiento, filtros para mantener la pureza del agua y un sistema de desionización que asegura la calidad del fluido refrigerante. En caso de falla del sistema principal, una fuente de agua de emergencia está disponible para garantizar la continuidad del enfriamiento, con capacidad para suplir al menos el 10% del agua requerida por la antorcha.

El diseño del sistema también considera la capacidad de disipar aproximadamente el 25% de la potencia total de la antorcha, lo que garantiza un

funcionamiento seguro incluso bajo condiciones extremas. Este nivel de protección asegura la longevidad de los equipos y contribuye a la estabilidad del proceso de gasificación, haciendo del sistema de refrigeración un componente vital en la operación de la planta.

6.3.6 Sistema de Gas de Trabajo

El sistema de gas plasmógeno es esencial para la generación del arco eléctrico dentro de la antorcha de plasma, permitiendo la producción de las temperaturas extremas necesarias para el proceso de gasificación. Este sistema introduce el gas plasmógeno en la antorcha a una presión controlada que oscila entre los 6 y 7 bares, asegurando una operación estable y eficiente. Aunque el aire es el gas más utilizado debido a su bajo costo y disponibilidad, también se pueden emplear otras opciones como oxígeno (O₂), hidrógeno (H₂) o nitrógeno (N₂), dependiendo de los requerimientos específicos del proceso y las características de los residuos a tratar.

Este sistema incluye varios componentes clave, como un filtro de partículas que garantiza la pureza del gas, válvulas reguladoras de flujo para ajustar la cadencia de entrada y sensores de presión y temperatura que permiten al sistema de control monitorizar y ajustar las condiciones en tiempo real. La elección del gas plasmógeno y su tasa de inyección están directamente relacionadas con las necesidades del proceso, asegurando un equilibrio entre la eficiencia del arco eléctrico y los costes operativos.

El control de este sistema se lleva a cabo mediante el controlador lógico programable (PLC) de la planta, que regula la cantidad de gas introducido en función de las condiciones del reactor. Esta regulación precisa garantiza que el gas plasmógeno interactúe de manera óptima con el arco eléctrico, promoviendo una transferencia de calor eficiente y la producción de un syngas de alta calidad. La integración del sistema de gas plasmógeno con el resto de los componentes de la planta asegura un funcionamiento seguro, eficiente y adaptable a distintas condiciones operativas.

6.3.7 Sistema de Descarga del Material Vitrificado

El sistema de descarga del material vitrificado tiene como objetivo la extracción eficiente de la escoria generada durante el proceso de gasificación por plasma. Este material, que resulta de la conversión de residuos inorgánicos en una forma estable y no tóxica, debe ser retirado del reactor para evitar acumulaciones que puedan afectar el funcionamiento continuo del sistema.

Existen dos métodos principales para la extracción del material vitrificado. El primero consiste en una extracción lateral por inclinación, un proceso discontinuo que se utiliza principalmente en casos donde la cantidad de material generado es relativamente baja. Este enfoque es común debido a su simplicidad y porque las porciones de escoria producidas no requieren una remoción constante. El segundo método emplea un sistema de extracción mecánico conocido como tornillo sinfín, que permite una remoción continua del vitrificado. Este mecanismo es especialmente útil en plantas donde se busca mantener un flujo constante de operación, evitando bloqueos o acumulaciones en la salida del reactor.

Una vez extraído, el material vitrificado se somete a un proceso de enfriamiento que puede variar según la aplicación deseada. Si se enfría al aire libre, el resultado es una roca vidriosa negra que puede usarse como material de construcción o recubrimiento. Si se enfría en agua, se obtiene un material similar a la arena, ideal para aplicaciones que requieren partículas más pequeñas o incluso nódulos metálicos recuperables. Alternativamente, si se emplea aire comprimido o sistemas centrífugos, el material vitrificado puede transformarse en lana mineral, utilizada como aislante térmico, absorbente o sustrato para cultivos hidropónicos.

El sistema de descarga, por tanto, no solo asegura la continuidad operativa del reactor, sino que también permite el aprovechamiento del material vitrificado en diversas aplicaciones industriales, contribuyendo a la sostenibilidad y eficiencia del proceso.

6.4 Diagrama de Flujo

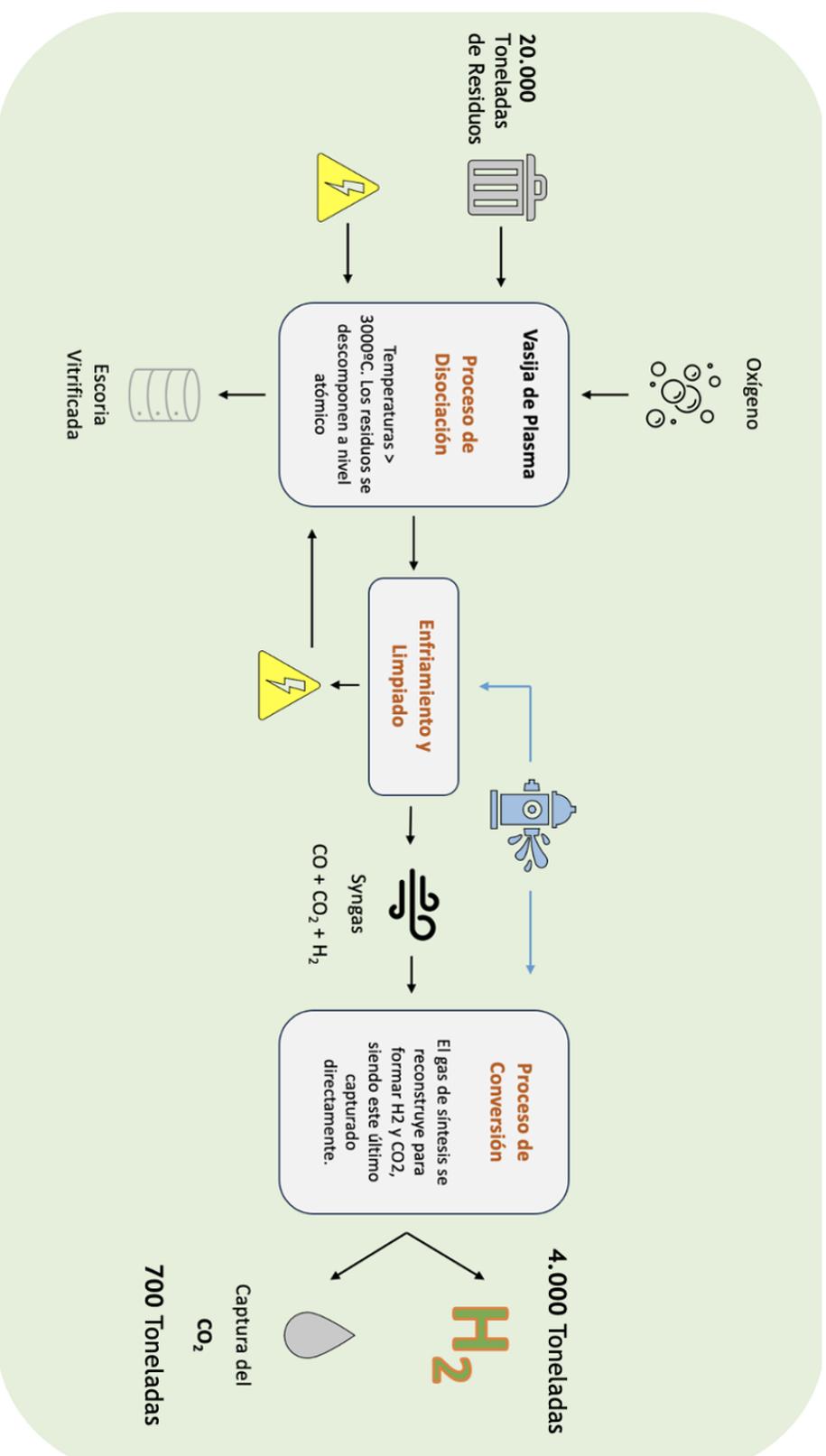


Ilustración 19: Diagrama de Flujo de la Planta Gasificadora

6.5 Ciclo de Rankine

Al finalizar el proceso de disociación, el syngas producido emerge a una temperatura aproximada de 1.000 °C. Es crucial reducir esta temperatura, ya que las etapas posteriores del proceso no pueden operar bajo condiciones térmicas tan elevadas. Sin embargo, resulta una alternativa atractiva aprovechar el calor del syngas a la salida para impulsar un ciclo de Rankine, como el que se muestra a continuación.

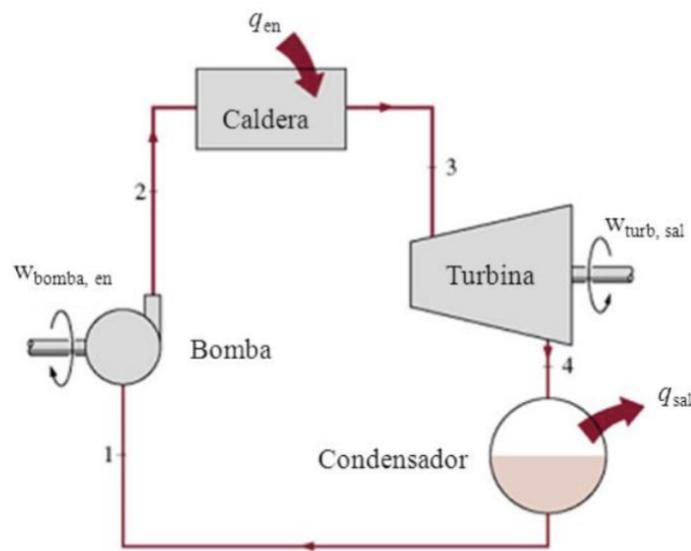


Ilustración 20: Ciclo Rankine. Fuente: McGraw Hill.

El ciclo de Rankine podrá ser utilizado principalmente en dos aspectos. Por una parte, se generará electricidad a través de la turbina que podrá ser utilizada para los distintos procesos internos que requiera la planta, o también como alimentación en la antorcha de plasma. Por otro lado, el elemento del condensador del ciclo de Rankine será útil en la primera etapa del proceso, secando los residuos para que se pueda obtener un mayor aprovechamiento energético de estos.

6.5.1 Caldera de Recuperación de Calor

La caldera de recuperación de calor es un elemento que intercambia calor entre dos ciclos independientes entre sí, sin llegar a mezclarse en ningún momento. De cara al mayor aprovechamiento energético, es importante que ambos fluidos circulen a contracorriente. El primero de los fluidos se trata del gas de síntesis a su salida de la vasija, se trata claramente del fluido que cede calor. A su salida de la vasija se encuentra a unos 1000°C, mientras que tras su paso por la caldera de recuperación se encuentra a unos 600°C, lo que supone una liberación de calor de 423,28 kW. El otro fluido es el propio agua del ciclo de Rankine, siendo el fluido que recibe el calor. Gracias a su paso por la caldera, el agua entra en estado líquido y sale en estado gaseoso. Por tanto, el calor cedido en la caldera se puede expresar acorde a la siguiente ecuación:

$$Q_{caldera} = \dot{m} * C_p * \Delta T$$

Ecuación 5: Calor Cedido en la Caldera.

De la ecuación, el gasto másico se considera la entrada de los residuos en la planta, un total de 2283,1 kg/h, pues serían las 20.000 toneladas anuales de residuos divididas entre las 8760 horas anuales que opera la planta, pues está operativa en todo momento. Para el calor específico se toma el valor de 1,85 kJ/kg*K. Por último, de cara al cálculo de la variación de temperatura, a la entrada se toma el valor de 1000°C (1273 K), mientras que a la salida se toma el valor de 600°C (873 K). Dicho lo cual:

$$Q_{caldera} = 2283,1 \frac{kg}{h} * 1,85 \frac{kJ}{kg * K} * \frac{1 MJ}{1000 kJ} * (1273 - 873) K = 1689,5 \frac{MJ}{h}$$

$$Q_{caldera} = 1689,5 \frac{MJ}{h} * \frac{1h}{3600s} \approx 0,469 MW = 469,3 kW$$

Ecuación 6: Cálculo Calor Cedido en la Caldera.

Además, ha de tenerse en cuenta el valor del rendimiento de las calderas, el cual se encuentra alrededor del 90%, por lo tanto:

$$Q_{caldera} = 0,9 * 469,3 = 422,37 \text{ kW}$$

Ecuación 7: Calor Cedido en la Caldera tras Rendimiento.

Gracias a saber el valor de la temperatura y conocer que la presión es de 50 bar, se puede conocer el valor de la entalpía del agua a la salida de la caldera mediante el diagrama de Mollier del agua, como se puede apreciar en la tabla:

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
Entrada Caldera de Recuperación	41,66	50	178,87
Salida Caldera de Recuperación	600	50	3666,8

Tabla 4: Propiedades del Agua en la Caldera de Recuperación.

6.5.2 Turbina

Este elemento se encarga de la generación de electricidad gracias al paso del agua que llega en forma de vapor sobrecalentado. Mediante la electricidad generada se podrá accionar la bomba, además de destinarse esta energía para otros elementos de la planta. Tras atravesar la turbina, el agua se encuentra en estado de vapor saturado, entrando de esa manera de nuevo en el condensador para cerrar el ciclo. En la siguiente tabla se observan las condiciones del agua tanto a la entrada como a la salida de la turbina, las cuales se han determinado gracias a las propiedades del agua.

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
Entrada Turbina	600	50	3666,8
Salida Turbina	41,51	0,08	2576,2

Tabla 5: Propiedades del Agua en la Turbina.

Se calcula el trabajo en la turbina de la siguiente manera:

$$W_{Turbina} = m_{H2O} * (h_{e \text{ turbina}} - h_{s \text{ turbina}})$$

$$W_{Turbina} = 0,134 \frac{kg}{s} * (3666,8 - 2576,2) \frac{kJ}{kg} = 146,14 kW$$

Ecuación 8: Cálculo Trabajo en la Turbina.

Teniendo en cuenta el valor del rendimiento de la turbina:

$$W_{Turbina} = 0,9 * 146,14 = 131,53 kW$$

Ecuación 9: Trabajo en la Turbina tras Rendimiento.

6.5.3 Condensador

El condensador tiene la función de disminuir la entalpía del agua, con el objetivo de lograr su cambio de fase de vapor saturado (gas) a líquido saturado (líquido), generándose una importante liberación de calor. La finalidad de la planta es ser lo más eficiente posible, por lo que el calor generado en el condensador será aprovechado en la etapa inicial de la planta, como bien se comentó anteriormente, secando los residuos entrantes para reducir su humedad. Es muy importante entender la importancia de que el condensador logre el cambio de fase total del agua a estado líquido, pues de lo contrario en la bomba, que se encuentra a continuación del condensador, pueden darse problemas de cavitación.

$$Q_{condensador} = \dot{m}_{H_2O} * (h_e - h_s) = 0,134 * (2576,2 - 173,84) = 321,92 kW$$

Ecuación 10: Calor extraído por el Condensador.

Es también importante entender que el rendimiento de un condensador suele adoptar un valor del 90%, por lo tanto:

$$Q_{Condensador} = 321,92 * 0,9 = 289,73 kW$$

Ecuación 11: Mínimo Calor Extraído por el Condensador con Rendimiento.

Las propiedades de entrada y salida del agua al condensador se pueden obtener fácilmente, pues se sabe que a su entrada el agua es vapor saturado y a la salida líquido saturado, dicho lo cual:

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
Entrada Condensador	41,51	0,08	2576,2
Salida Condensador	41,51	0,08	173,84

Tabla 6: Propiedades del Agua en el Condensador.

6.5.4 Bomba

Este elemento del ciclo de Rankine es donde el agua que llega en forma de líquido saturado se expande de forma isentrópica, o lo que es lo mismo, mantiene su entropía constante a la vez que aumenta su presión. A la salida de la bomba se obtiene agua comprimida en forma de líquido a una presión total de 50 bar, siendo este el valor al cual trabaja la caldera de recuperación de calor. El trabajo de la bomba requerido para su funcionamiento se calcula de la siguiente manera:

$$W_{Bomba} = \dot{m}_{H_2O} * (h_{s\ bomba} - h_{e\ bomba}) = 0,134 * (178,87 - 173,84) = 0,67\ kW$$

Ecuación 12: Trabajo de la bomba con Entalpías.

Es también importante entender que el rendimiento de una bomba suele adoptar un valor del 90%, por lo tanto:

$$W_{Bomba} = 0,67 * 0,9 = 0,6\ kW$$

Ecuación 13: Trabajo de la bomba con Rendimiento.

Se pueden obtener las propiedades del agua que tiene a la entrada y salida de la bomba mediante la siguiente tabla, sabiendo que a la entrada de la bomba las condiciones son las mismas que a la salida del condensador.

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

Tabla 7: Propiedades del Agua en la Bomba

6.6 Potencia y Rendimiento Total

Para el cálculo del rendimiento total del ciclo de Rankine primero se ha de valorar la suma de los trabajos netos previamente calculados, de manera que:

$$W_{neto} = W_{Turbina} - W_{Bomba} = 131,53 - 0,6 = 130,93 \text{ kW}$$

Ecuación 14: Cálculo Rendimiento Total del Ciclo de Rankine.

Por tanto, el rendimiento del ciclo de Rankine se calcula como:

$$\eta_{neto} = \frac{W_{neto}}{Q_{aportada}} = \frac{W_{neto}}{Q_{caldera}} = \frac{130,93 \text{ kW}}{422,37 \text{ kW}} = 0,3099$$

Ecuación 15: Rendimiento Total del Ciclo de Rankine.

Por lo tanto, se concluye que el rendimiento del ciclo Rankine es del 31%. Valorando el resultado, se comprueba que se trata de una estimación adecuado al haberse aprovechado el calor obtenido por el syngas en el proceso de gasificación por plasma.

Para finalizar, se calcula la energía total que el ciclo de Rankine produciría en un año:

$$E_{\text{ciclo}} = 130,93 * 365 \text{ días} * 24 \text{ horas} = 1.146,95 \text{ MWh}$$

Ecuación 16: Cálculo Energía Total Producida por el Ciclo Rankine.

Como bien se había presentado anteriormente, el total de la energía producida anualmente por el ciclo de Rankine se aplicará en los procesos internos de la planta a fin de optimizar al máximo el proceso de gasificación por plasma.

6.6.1 Secado de los Residuos

El calor necesario para poder llevar a cabo el secado de los residuos se rige por la siguiente ecuación:

$$Q = \dot{m}_v * L_{\text{agua}}$$

Ecuación 17: Calor Necesario para Reducir la Humedad.

Según la ecuación, L_{agua} hace referencia al calor latente del agua el cual adopta el valor de 2255 kJ/kg. Por su parte, \dot{m}_{red} hace referencia a la cantidad de gasto másico de humedad que se quiere eliminar de los residuos en la entrada de la planta, un 15%, para pasar de 20% a 5% de humedad. Por lo tanto, sabiendo que la entrada de residuos tiene un flujo de 2283,1 kg/h:

$$Q_{\text{Humedad}} = 2.283,1 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * 0,15 * \frac{1\text{h}}{3600\text{s}} * 2255 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 214,52 \text{ kW}$$

Ecuación 18: Cálculo Calor Necesario para Secar los Residuos.

Se concluye que el calor obtenido en el condensador es mayor, por lo que comprueba que el calor obtenido es suficiente para el secado de los residuos.

7. GAS DE SÍNTESIS

En este apartado se tratará en detalle el resultado obtenido gracias a la aplicación de la gasificación por plasma. Se valorarán sus características y sus composiciones, además de ofrecerse una amplia gama de aplicaciones posteriores. Es importante entender que los resultados que se obtienen en cuanto a la composición del gas de síntesis son previos a los procesos químicos a los que se dispone el syngas para obtener porcentajes de hidrógeno más elevados y capturar el dióxido de carbono.

7.1 Características

Como bien se pudo observar en la Tabla 2, la composición del gas de síntesis se compone en su mayoría de monóxido de carbono e hidrógeno, llegando entre los dos a sumar alrededor de un 80% del syngas. El resto del gas lo conforman sustancias como el dióxido de carbono, nitrógeno y vapor de agua. Además, una vez el syngas es procesado y tratado con los procesos convenientes, el porcentaje de hidrógenos en el gas asciende hasta por encima del 50%, siendo capaz de lograrse incluso mejores resultados en función de la aplicación posterior que se le quiera dar. Probablemente, la mayor ventaja que ofrece el syngas es la independencia que tiene sobre los residuos que se introduzcan en el proceso de gasificación por plasma. A continuación, se muestra una gráfica donde se observa la composición del gas de síntesis dependiendo de la composición de los residuos que se introducen en la vasija en el proceso de disociación de una planta de gasificación por plasma.

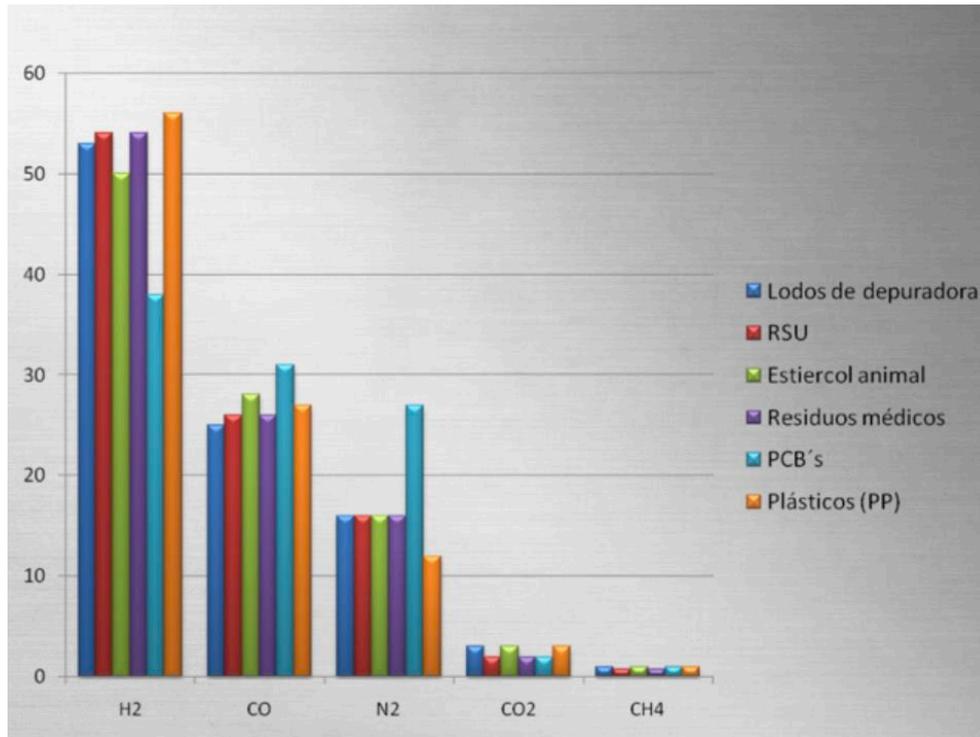


Ilustración 21: Composición del Gas de Síntesis Final según los Residuos Introducidos. Fuente: Aventum.

Como se muestra en la figura anterior, la composición del gas de síntesis permanece prácticamente constante, independientemente de los residuos que se utilicen al inicio del proceso. Esto demuestra que el syngas mantiene una composición similar sin importar el tipo de material tratado.

Esta característica hace que el sistema de valorización de residuos sea especialmente atractivo, pues no requiere una clasificación ni separación minuciosa de los residuos antes de su tratamiento. Como resultado, se reducen significativamente los costes operativos al eliminar la necesidad de procesos de separación y análisis previos para determinar la composición de los residuos que ingresan a la planta.

En cuanto al Poder Calorífico Inferior (PCI), considerado como una medida de la energía liberada durante la combustión completa de un gas, sin considerar el calor latente del vapor de agua generado en el proceso, el syngas ofrece valores menos atractivos en comparación con el gas natural o el hidrógeno puro. Se estima que el syngas puede rondar en torno a los 10-20 MJ/Kg, dependiendo mucho de la proporción final de los gases que contiene. Por

otro lado, el hidrógeno puro se presenta como el gas más atractivo en ese aspecto con un total de 120 MJ/Kg, mientras que el gas natural se encuentra en torno a los 40 MJ/Kg.

7.2 Aplicaciones

Entre las principales opciones del gas de síntesis se encuentran su uso en generación eléctrica (motores de combustión, turbinas de gas o pilas de combustible), para su almacenamiento, su venta a empresas, o incluso su inyección en la red de gas natural. Cada una de estas alternativas presenta ventajas y desventajas en función de los requerimientos de los estudios realizados.

En primer lugar, el syngas es ampliamente utilizado para la generación eléctrica en diversas aplicaciones:

- Motores de combustión interna: Los motores de combustión interna convierten la energía química del syngas en energía mecánica, que posteriormente se transforma en energía eléctrica a través de un alternador. Estos motores son relativamente eficientes, con rendimientos cercanos al 40%, y son adecuados para proyectos donde la simplicidad y la eficiencia son prioritarias.
- Turbinas de gas: operan bajo un ciclo de Brayton, comprimiendo el aire y mezclándolo con syngas para generar energía mecánica y, posteriormente, eléctrica. Aunque las turbinas son ideales para responder a picos de demanda por su rapidez de arranque, presentan un rendimiento inferior al de los motores de combustión interna, en torno al 30-35%.

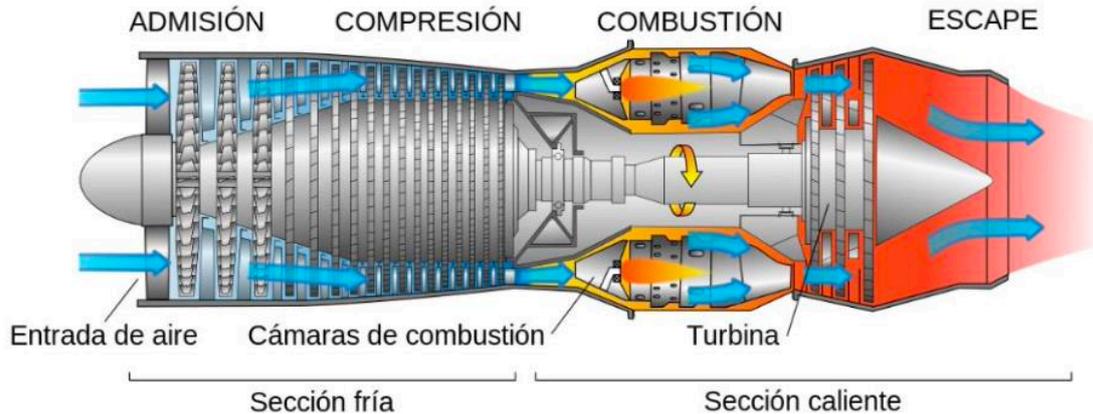


Ilustración 22: Funcionamiento de una Turbina de Gas Ciclo Combinado.

- Pilas de combustible: se trata de una tecnología que destaca por su alta eficiencia y su bajo impacto ambiental. Las pilas de combustible convierten la energía química del hidrogeno presente en el syngas directamente en electricidad y calor, sin necesidad de un ciclo termodinámico. Este proceso no genera emisiones nocivas, y los rendimientos pueden oscilar entre el 40% y el 60%, superando a las opciones térmicas convencionales. Además, las pilas de combustible se pueden adaptar a diferentes escalas y necesidades, desde aplicaciones pequeñas hasta proyectos industriales de gran capacidad. Este apartado se convierte en una opción especialmente relevante para el Proyecto, ya que permite la generación de energía limpia directamente en el sitio de producción.

Por otra parte, la inyección del syngas en la red de gas natural es otra alternativa atractiva, especialmente en contextos donde el mercado del gas natural está sometido a fuertes fluctuaciones. Inyectar syngas permite reducir la dependencia de combustibles fósiles importados, al tiempo que se aumenta la proporción de energía renovable en la red. Esta opción puede resultar muy rentable si la planta está ubicada cerca de un punto de distribución de gas natural, minimizando los costes de transporte. Además, permite aprovechar el exceso de syngas generado en la planta, comercializándolo como un recurso energético adicional.

Finalmente, el almacenamiento del syngas puede ser una opción interesante para gestionar mejor su uso en momentos de alta demanda energética o para su venta posterior.

En este proyecto, la aplicación principal del syngas será su utilización para almacenamiento, aprovechando al máximo el contenido de hidrógeno del gas, para venderlo posteriormente a empresas particulares.

8. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

El almacenamiento del hidrógeno es un aspecto crucial en el desarrollo de cualquier planta que lo produzca, ya que permite gestionar eficientemente su distribución y posterior comercialización. La elección del método de almacenamiento depende de factores como el volumen a almacenar, las condiciones de operación de la planta, los costes y los requerimientos de seguridad. A continuación, se presentan las principales opciones disponibles para el almacenamiento del hidrógeno.

8.1 Almacenamiento en Estado Gaseoso

El almacenamiento en forma gaseosa es uno de los métodos más extendidos debido a su simplicidad y madurez tecnológica. Este sistema se basa en comprimir el hidrógeno a altas presiones. Este hidrógeno comprimido se almacena en botellas de acero, tanques de fibra de carbono o cavernas subterráneas diseñadas para soportar altas presiones.

8.2 Almacenamiento en Estado Líquido

El almacenamiento del hidrógeno en estado líquido implica su licuación mediante enfriamiento a temperaturas extremadamente bajas, aproximadamente $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ (20 K). Este proceso requiere un aislamiento térmico

avanzado para mantener la baja temperatura, lo cual se logra generalmente con recipientes aislados al vacío.

Este método es ideal para situaciones donde el hidrógeno se necesita en forma líquida, como en estaciones de servicio de hidrógeno para vehículos. Sin embargo, la licuación del hidrógeno consume cerca del 30-40% de su energía debido a los costes energéticos asociados al enfriamiento. Además, el mantenimiento de estas condiciones criogénicas es complejo y costoso, lo que limita su aplicabilidad en proyectos donde la relación costo-beneficio no justifique la inversión.

8.3 Almacenamiento en Estado Sólido

El almacenamiento en forma sólida se basa en la capacidad de ciertos materiales, como los hidruros metálicos, para absorber hidrógeno mediante una reacción química reversible. Durante este proceso, el hidrógeno gaseoso es incorporado en la estructura cristalina de los metales a altas presiones. Para liberar el hidrógeno, es necesario aplicar calor o reducir la presión.

Esta tecnología ofrece una alta densidad de almacenamiento, seguridad mejorada y estabilidad frente a fugas, lo que la hace especialmente adecuada para instalaciones estacionarias. Sin embargo, los tanques utilizados suelen ser pesados debido a la naturaleza de los materiales, lo que puede limitar su aplicación en contextos donde la movilidad o el espacio sean restricciones clave.

9. ELECCIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Tras analizar las distintas alternativas para el almacenamiento de hidrógeno, se concluye que el sistema de almacenamiento en estado gaseoso es la opción más adecuada para este proyecto. Este método destaca por ser una tecnología probada, madura y ampliamente utilizada en la industria, lo que asegura fiabilidad y facilidad de implementación. Además, su flexibilidad en

cuanto a escalabilidad y transporte lo convierte en una solución eficiente para las necesidades específicas de esta planta.

Entre sus principales ventajas, el almacenamiento en estado gaseoso presenta costes iniciales moderados en comparación con sistemas más avanzados como el almacenamiento criogénico o en hidruros metálicos. Los tanques a presión son relativamente sencillos de fabricar, con materiales como acero y fibra de carbono que ofrecen una buena relación entre seguridad y coste. Además, este método permite adaptar el tamaño y la presión de los recipientes a las demandas comerciales, optimizando así el espacio y los recursos.

Otro aspecto clave es la compatibilidad con la logística de distribución. El hidrógeno comprimido puede ser transportado fácilmente en botellas o remolques de gas comprimido, lo que facilita su venta a clientes de diferentes sectores. A pesar de que el almacenamiento gaseoso consume una parte de la energía del hidrógeno para la compresión, esta pérdida es aceptable considerando la relación coste-beneficio y la simplicidad del sistema.

9.1 Sistemas de Compresión para el Almacenamiento Gaseoso

Para implementar el almacenamiento en estado gaseoso, es imprescindible contar con un sistema de compresión eficiente, ya que el hidrógeno debe ser comprimido a presiones elevadas para reducir su volumen y permitir su almacenamiento en tanques.

Los compresores de hidrógeno deben cumplir con ciertos requisitos específicos como los siguientes:

Compatibilidad con el hidrógeno: Dado que el hidrógeno es una molécula pequeña y altamente difusiva, los compresores deben ser diseñados para minimizar fugas y pérdidas durante el proceso.

Alta eficiencia energética: Dado que la compresión consume entre el 10% y el 15% de la energía del hidrógeno, es crucial elegir equipos de alta eficiencia para reducir los costes operativos.

Durabilidad y mantenimiento reducido: Los compresores deben ser capaces de operar de manera continua con un mantenimiento mínimo, especialmente en un entorno industrial.

9.2 Tipos de Compresores

Existen varios tipos de compresores que podrían considerarse para este proyecto, entre ellos destacan:

Compresores de pistón: Son los más comunes en aplicaciones de alta presión. Funcionan mediante un movimiento alternativo que comprime el gas en etapas. Son eficientes y capaces de alcanzar presiones elevadas, aunque requieren un mantenimiento más frecuente debido al desgaste mecánico.

Compresores de diafragma: Este tipo de compresor utiliza un diafragma flexible que evita el contacto directo entre el gas y las partes mecánicas, reduciendo así las fugas y mejorando la pureza del hidrógeno comprimido. Es ideal para aplicaciones donde la calidad del gas es crítica.

Compresores isentrópicos: Son avanzados y ofrecen un alto nivel de eficiencia al reducir la energía perdida como calor durante la compresión. Sin embargo, su costo inicial es mayor.

9.3 Selección de Equipos

En este Proyecto se ha centrado la atención en la empresa Hiperbaric, para hacer uso de su avanzada tecnología y eficiencia a la hora de comprimir hidrógeno a altas presiones. La compañía ha apostado firmemente por el crecimiento en el ámbito del hidrógeno verde, con el objetivo de liderar el mercado europeo en compresión de hidrógeno. Su plan estratégico prevé alcanzar una facturación de 158 millones de euros en 2027, impulsado por el negocio del hidrógeno verde y la descarbonización de la industria. Con su

innovadora tecnología de compresión de gases a muy alta presión, Hiperbaric se posiciona como un actor clave en el sector de la movilidad sostenible, contribuyendo al reto de la descarbonización del transporte mediante el uso de hidrógeno renovable.

Se ha realizado un análisis exhaustivo de los modelos que proporciona la empresa, escogiéndose finalmente el modelo KS50 Sup como la opción que más se ajusta a los requerimiento de la planta. Este modelo presenta un rango de caudal entre 140 y 280 kg/h, en caso de usarse una pareja de ellos, adoptando una potencia total instalada que varía entre 115 y 190 kW. Es el equipo perfecto, pues la planta de Villimar plantea llegar a producir 4.000 toneladas anuales de hidrógeno, lo que supone un total de 456,62 kg/h. Asimismo, si se compara este equipo con el resto de las opciones de las que se dispone, el KS50 presenta una mayor capacidad de producción, ofreciendo además una flexibilidad en las presiones de salida de 200, 350 o 500 bar, siendo capaz de adaptarse a una variedad de proyectos. A continuación, se muestra una imagen con las principales características del equipo y con el propio compresor.

Hiperbaric KS50 - 500 barg de presión máxima de salida					
Modelo	Presión de entrada (barg)	Caudal de hidrógeno (kg / h)	Caudal de hidrógeno (kg / día)	Consumo energético (kWh / kg de H ₂)	Potencia total instalada (hasta...kW)
KS50 *	10-50 / 10-50	24 / 47	565 / 1130	1.3 / 1.4	75 / 120
KS50 Pro *		32 / 64	772 / 1544	1.3 / 1.4	115 / 190
KS50 Sup **	20-300 / 20-300	140 / 280	3360 / 6720	<1 / <1	115 / 190

Ilustración 23: Características Compresor KS50 Sup de Hiperbaric. Fuente: Hiperbaric, 2024.

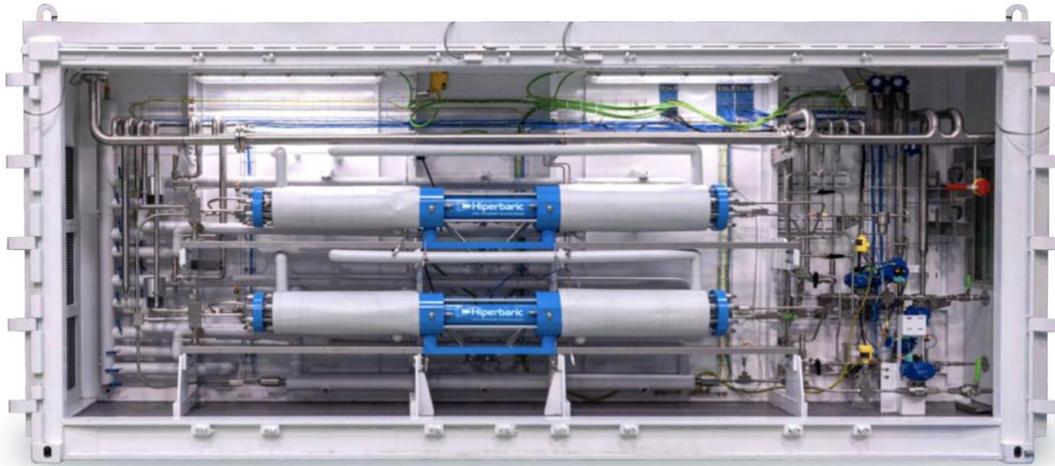


Ilustración 24: Compresores KS50 Sup. Fuente: Hiperbaric, 2024.

El valor calculado de producción de hidrógeno es de 4.000 Toneladas anuales, que supone 456,62 kg/h, siendo un total de 5080,33 Nm³/h. Se debe calcular el número necesario de compresores, los cuales tendrán una presión de salida de 500 bar, para lo cual primero se lleva a cabo un cambio de unidades, para pasar el caudal de kg/h a kg/Nm³. Para ello se hará uso del valor de la densidad del hidrógeno, optando el valor de 0,08988 kg/Nm³ en estado gaseoso.

$$\text{Caudal por compresor} = 280 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{1}{0,08988 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}} = 3115,25 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Ecuación 19: Cálculo Caudal por Compresor.

Tras calcular el caudal del compresor, el siguiente paso es calcular el número total necesario a instalar en función de la producción de hidrógeno que se lleva a cabo en la planta.

$$\text{Número de pareja de Compresores} = \frac{5080,33 \text{ Nm}^3/\text{h}}{3115,25 \text{ Nm}^3/\text{h}} = 1,63 \rightarrow 2$$

Ecuación 20: Cálculo N.º necesario de Compresores en la Planta.

Se concluye que se necesitarán un total de 2 parejas de compresores de cara a satisfacer el caudal generado en la planta, por lo tanto, se necesitan un total de 4 compresores. De cara a proporcionarle una alta fiabilidad y seguridad a la planta, se decide optar por un compresor extra como medida de redundancia, llegando a tener 5 compresores KS50 Sup en total. De esta manera se logra un respaldo en caso de fallo o en caso de mantenimiento.

9.4 Sistema de Almacenamiento

Después de finalizar el diseño del sistema de compresión, se procede al cálculo y desarrollo del sistema de almacenamiento de hidrógeno. Se trata de un componente crucial para asegurar un suministro constante de hidrógeno comprimido y facilitar su posterior distribución. En esta etapa del proyecto, el enfoque se centra en crear un sistema de almacenamiento seguro, eficiente y que cumpla con los más altos estándares de calidad y normativas de seguridad.

Para dimensionar correctamente los tanques de almacenamiento y determinar la cantidad de hidrógeno que será necesario almacenar, se deben tener en cuenta dos factores clave: la capacidad de producción diaria de hidrógeno de la planta y la presión de almacenamiento. En este caso, se ha decidido almacenar el hidrógeno a una presión de 500 bar. Esta elección busca garantizar una gestión óptima del gas, maximizando su densidad energética y facilitando su distribución a los consumidores finales. Como recordatorio, la planta producirá un total de 4.000 toneladas anuales de hidrógeno, operando las 8760 horas totales el año.

Para la elección final de los tanques de almacenamiento se escoge a la empresa Hexagon Purus, por ser ampliamente reconocido en la industria del hidrógeno. Hexagon Purus, una empresa noruega especializada en soluciones de movilidad e infraestructura de cero emisiones se ha posicionado como líder en el sector del hidrógeno gracias a su innovación y compromiso con la sostenibilidad. La empresa ha establecido acuerdos estratégicos con líderes del sector energético. Por ejemplo, en julio de 2023, firmó un acuerdo marco de cinco

años con una destacada compañía energética global para suministrar sistemas de distribución de hidrógeno destinados a una red de estaciones de repostaje en Europa, con un valor aproximado de 27 millones de euros. Además, Hexagon Purus es miembro colaborador del Consejo del Hidrógeno desde 2018, participando activamente en iniciativas globales para promover el uso del hidrógeno como vector energético clave en la transición hacia fuentes limpias.

Se decide optar por hacer uso de uno de sus tanques que tiene capacidad de almacenamiento de 1.244 kg de hidrógeno a una presión total de 500 bar, presión a la que sale el gas de los compresores. Sus características son las siguientes:

Pressure level	Pressure	Size	H ₂ capacity at 15 °C	Water volume	Total weight (Tare weight + H ₂ capacity)	Container dimensions	Number of sections (According to ADR 6.8)
bar	bar	ft	kg	L	kg	mm	
300	WP ⁽¹⁾ (15 °C): 300 bar MAWP ⁽²⁾ (65 °C): 354 bar PBmin ⁽³⁾ : 750 bar	10	178	8,400	4,250	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	401	18,900	8,000	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	624	29,400	13,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	847	39,900	17,250	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	958	45,150	19,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
380	WP ⁽¹⁾ (15 °C): 380 bar MAWP ⁽²⁾ (65 °C): 450 bar PBmin ⁽³⁾ : 900 bar	10	217	8,400	5,000	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	487	18,900	9,250	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	758	29,400	15,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	1,029	39,900	20,000	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	1,164	45,150	22,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
500	WP ⁽¹⁾ (15 °C): 500 bar MAWP ⁽²⁾ (65 °C): 590 bar PBmin ⁽³⁾ : 1500 bar	10	234	7,370	6,750	3,048 x 2,550 x 2,743	2
		20	521	16,415	13,500	6,058 x 2,550 x 2,743	4
		30	819	25,795	21,000	9,087 x 2,550 x 2,743	6
		40	1,106	34,840	26,750	12,116 x 2,550 x 2,743	8
		45	1,244	39,195	32,000	13,720 x 2,550 x 2,743	9

Ilustración 25: Almacenamiento en Tanques de hidrógeno. Fuente: Hexagon Purus, 2024.

Asimismo, aparece la ventaja de que el diseño de los tanques de almacenamiento favorece considerablemente su posterior transporte, facilitándose las barreras logísticas.



Ilustración 26: Diseño Tanques de Almacenamiento. Fuente: Hexagon Purus, 2024.

A continuación, se procede al cálculo de la cantidad de tanques de hidrógeno que serán necesarios para almacenar la cantidad de gas producido. Para ello, se llevará a cabo un cálculo acerca de la cantidad de hidrógeno producida diariamente. Como bien fue comentado previamente a lo largo del Proyecto, gracias a la alimentación de 20.000 toneladas de residuos pertenecientes a la ciudad de Burgos, se obtendría una producción total de 4.000 toneladas de hidrógeno, con una producción diaria de 10.958,9 kg. Sabiendo que el tanque tiene una capacidad de 1244 kg de hidrógeno, se calcula la cantidad necesaria de tanques:

$$N^{\circ} \text{ Tanques Necesarios} = \frac{10.958,9 \text{ kg}}{1.244 \text{ kg}} = 8,81 \rightarrow 9$$

Ecuación 21: N.º Tanques Necesarios.

Dicho lo cual, se necesitan un total de 9 tanques para almacenar la cantidad de hidrógeno producido diariamente que se almacenará a 500 bar.

10. Costes Económicos de la Tecnología de Plasma

En este apartado se valorarán los costes derivados de la puesta en marcha de la planta. La planta gasificadora de plasma de Villimar se puede dividir en dos procesos claramente diferenciados. Por una parte se encuentra la gasificación de residuos por plasma y por otra parte el ciclo de Rankine en el cual se aprovecha el calor del gas de síntesis. Seguidamente se estudiará cada uno de los procesos por separado en materia económica, así como todos los costes relacionados con estos, incluyendo personal, mantenimiento o inversión. En apartados anteriores se estableció una entrada total de 20.000 toneladas de residuos anuales en la planta gasificadora, con un total de 8760 horas de funcionamiento anual, lo que equivale a 2283,1 kg/h. Por último, es importante definir que la vida útil de la planta es de 25 años de cara a la instalación, al igual que el tiempo que se estima como periodo de amortización.

10.1 Inversión inicial

En este coste se engloba tanto la adquisición como la instalación del gasificador, los sistemas de alimentación de los residuos, la vasija, el sistema de retirada de los residuos del gasificador, el sistema de antorchas de plasma, los equipos de protección y medida y el sistema de control. Se estima un coste de inversión de **100 Millones de euros**, considerando esta inversión como pago único en el momento de construcción (Plagazi, 2024).

De cara a amortizar la vida útil de la planta, es necesario entender que se supone un tipo impositivo del 5% sobre el dinero, obteniéndose la siguiente cantidad:

$$P = 100 * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 7,1 \text{ M€}$$

Ecuación 22: Tipo Impositivo sobre la Inversión en la Planta

10.2 Costes de explotación

En cuanto a los costes de explotación, estos se dividirán en costes de mantenimiento, operación y costes de personal. Se establece un IPC del 2,3%.

En lo relativo a los costes de personal, se establece que habrá veinte operarios por cada uno de los turnos de 8 horas, más un jefe de planta en cada uno de los turnos, lo que hacen un total de 63 trabajadores. En la siguiente tabla se pueden observar los costes de explotación totales:

Operación y Mantenimiento	€/Ton	Toneladas	Total (€)
Electrodos	6	20.000	120.000 €
Mantenimiento General	8	20.000	160.000 €
Productos Químicos	10	20.000	200.000 €
Mantenimiento Refractario y Antorchas	7	20.000	140.000 €
Total	-	-	620.000 €

Tabla 8: Costes de Operación y Mantenimiento.

Costes de Personal	€/Persona	Personas	Total (€)
Personal Operación	25000	60	1.500.000 €
Jefe de Planta	52000	3	156.000 €
Total	-	-	1.656.000 €

Tabla 9: Costes de Personal.

Finalmente, se espera un coste total de **2.276.000 €** en el año 1 en cuanto al coste de explotación y de personal. Desarrollando este valor a lo largo de la vida útil de la planta, se obtiene el siguiente gasto:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación [M€]	2,276 €	2,493 €	2,793 €	3,129 €	3,506 €	3,928 €

Tabla 10: Costes de Explotación de la Planta a lo Largo de la Vida Útil.

10.3 Coste del ciclo Rankine

En cuanto al análisis del ciclo de Rankine, es fundamental recordar la cantidad de generación de energía anual que aporta, siendo un total de 1.146,95 MWh. Gracias a los datos aportados por el Trabajo de fin de Grado de Ignacio Romero, se calcula la inversión inicial del ciclo de Rankine, optando un valor total de 1.978.000 €. De cara a amortizar la inversión, se plantea un tipo impositivo del 5% al igual que para la inversión de la planta:

$$P = 1.978.000 * \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 140.343,96 \text{ €}$$

Ecuación 23: Tipo Impositivo sobre la Inversión en el Ciclo de Rankine.

Del mismo modo, se calculan unos costes de explotación anuales de 96.177€, y obteniendo un IPC del 2,3%:

	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Costes de Explotación Ciclo Rankine	96.177 €	105.335 €	118.019 €	132.230 €	148.152 €	165.992 €

Tabla 11: Costes de Explotación del Ciclo Rankine a lo Largo de la Vida Útil.

10.4 Coste de los compresores

Los compresores que fueron seleccionados pertenecían a la empresa Hiperbaric. Se recuerda que estos equipos cuentan con una potencia de 190 kW y una presión de salida de 500 bares, los cuales son diseñados exclusivamente para el almacenamiento de hidrógeno a altas presiones, garantizando su seguridad y eficiencia. Acorde a lo que el mercado estima hoy en día, el coste de estos compresores se estima en un precio que varía entre los 1.500€ hasta los 3.000€ por kW (Fraunhofer ISE, 2024). Por lo tanto, se escogerá un precio medio de 2.000€ por kW.

$$\text{Coste Compresor por ud} = 190 * 2.000 = 380.000 \text{ €}$$

Ecuación 24: Coste por Unidad de Compresor

Dicho lo cual, teniendo en cuenta que en la planta de gasificación por plasma se dispone de un total de 5 compresores:

$$\text{Coste Compresores} = 5 * 380.000 = \mathbf{1.900.000 \text{ €}}$$

Ecuación 25: Coste Total de los Compresores.

10.5 Coste de los tanques de almacenamiento

De cara a evaluar el coste que suponen los tanques de almacenamiento de hidrógeno, el estudio se basa en los datos que ofrece el Departamento de Energía de EE. UU. (DOE). Esta organización estima que el coste de almacenamiento de hidrógeno a 700 bar oscila en torno a los 350 €/kg (DOE, 2022). En el Proyecto se hace uso de tanques de 500 bar, por lo que se escogerá un valor de 300 €/kg Según los tanques que se escogieron, se calculan los

gastos que suponen, recordando que los tanques tenían una capacidad de almacenamiento de 1244 kg:

$$\text{Coste Tanque por ud} = 1244 \text{ kg} * 300 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 373.200 \text{ €}$$

Ecuación 26: Coste por Unidad de Tanque de Almacenamiento.

Por lo tanto, sabiendo que se calcularon un total de 9 tanques de almacenamiento necesarios:

$$\text{Coste Tanques de Almacenamiento} = 9 * 373.200 \text{ €} = \mathbf{3.357.000 \text{ €}}$$

Ecuación 27: Coste Total de los Tanques de Almacenamiento.

10.6 Coste de los Sistemas de Control

El sistema de distribución eléctrica es fundamental para garantizar un suministro eficiente y la gestión adecuada de la energía eléctrica necesaria para los procesos de producción y otros requerimientos operativos de la planta. Por otro lado, los sistemas PLC y SCADA juegan un papel clave al permitir la automatización, supervisión y control de los procesos. Los controladores lógicos programables (PLC) gestionan de manera precisa las operaciones, mientras que el sistema SCADA facilita la adquisición de datos y el control supervisado, asegurando una operación eficiente y segura. Considerando la complejidad y magnitud de estas implementaciones, se estima que el costo total para integrar estos sistemas de control y distribución asciende a **350,000 €**.

10.7 Coste de los Servicios Generales e Instalaciones

Las instalaciones y servicios generales abarcan una serie de sistemas esenciales para garantizar el soporte y la seguridad de las operaciones de la planta. Entre estos sistemas se encuentran la protección contra incendios, los cuadros de alta, media y baja tensión, el sistema de alimentación ininterrumpida, el alumbrado general y de emergencia, así como el sistema de climatización,

ventilación y aire acondicionado (HVAC). Dado el alcance y la relevancia de estas infraestructuras, se calcula que el costo total necesario para su implementación y mantenimiento en una planta de estas dimensiones asciende a **500,000 €**.

10.8 Consumo y Coste energético

El consumo energético anual de una planta de gasificación por plasma depende de varios factores, como la composición de los residuos, la tecnología de plasma utilizada y la eficiencia de la planta. Sin embargo, se pueden realizar estimaciones aproximadas basadas en datos de referencia.

El consumo energético de un sistema de gasificación por plasma suele oscilar entre 500 kWh y 1.000 kWh por tonelada de residuos tratados, dependiendo de las condiciones operativas y la eficiencia del sistema. Por lo tanto, se escoge un valor de 750 kWh. Para la planta de Villimar que procesa 20.000 toneladas anuales de residuos:

$$20.000 \text{ Toneladas} * 750 \frac{\text{kWh}}{\text{Tonelada}} = 15.000.000 \text{ kWh} = 15.000 \text{ MWh}$$

Ecuación 28: Consumo Energético de la Planta.

El ciclo Rankine instalado en la planta genera 1.146,95 MWh anualmente aprovechando el calor generado en el proceso de gasificación. Esto representa un retorno energético que puede compensar parcialmente el consumo eléctrico de la planta. Restando la energía generada por el ciclo Rankine al consumo de energía estimado:

$$15.000 \text{ MWh} - 1.146,95 \text{ MWh} = 13.853,05 \text{ MWh}$$

Ecuación 29: Balance Energético Total de la Planta.

Por lo tanto, se puede calcular que el ciclo de Rankine aporta un ahorro energético en la planta de:

$$\text{Porcentaje de Ahorro Energético} = \frac{1.146,95 \text{ MWh}}{15.000 \text{ MWh}} * 100 = 7,67\%$$

Ecuación 30: Porcentaje de Ahorro Energético del Ciclo de Rankine.

Sabiendo que el coste medio de la electricidad se estima en 0,1022 €/kWh, se calcula el coste energético de la planta anualmente:

$$0,1022 * 13.853.050 = 1.415.781,71\text{€}$$

Ecuación 31: Coste Energético Anual

10.9 Coste de Conservación

Los costes de conservación en una planta de gasificación por plasma abarcan los gastos vinculados al mantenimiento, reparación y funcionamiento eficiente de todos los equipos e infraestructuras de la instalación. Este gasto incluye tanto tareas preventivas como correctivas que resultan imprescindibles para garantizar que la planta opere de manera óptima, minimizando interrupciones y prolongando la vida útil de los activos.

Las labores de conservación deben realizarse regularmente, siendo habitual la práctica de un mantenimiento anual para asegurar un funcionamiento continuo. Estas tareas abarcan inspecciones periódicas, ajustes, limpieza y la sustitución de componentes desgastados. Además, el mantenimiento anual permite detectar posibles problemas antes de que evolucionen en fallas graves, lo que ayuda a reducir gastos a largo plazo.

La planta de gasificación por plasma está diseñada para tener una vida útil estimada de unos 25 años, siempre que se mantenga un plan de mantenimiento adecuado. Este período garantiza que la inversión inicial en infraestructura y equipos se recupere gradualmente, brindando un retorno

sostenible. Adoptar un enfoque preventivo en las tareas de conservación no solo extiende la durabilidad de la planta, sino que también mejora su desempeño operativo y minimiza el riesgo de paradas inesperadas, asegurando que opere a máxima capacidad durante todo su ciclo de vida.

Para preservar la eficiencia y el correcto funcionamiento de la planta, resulta crucial planificar la sustitución de diversos componentes clave, cuya vida útil es más limitada que la vida operativa total de la instalación. A continuación, se especifican los equipos que requerirán reemplazo:

- Vasija de plasma: ha de ser reemplazada al cabo de unos 15 años aproximadamente.
- Antorchas de plasma: generalmente presentan una vida útil de 10 años.

Dicho lo cual, existe un plan de reemplazo acorde al siguiente cronograma:

Año de Reemplazo	5	10	15	20	25
Vasija			X		
Antorchas de Plasma		X		X	

Tabla 12: Cronograma Plan de Reemplazo Equipos.

Asimismo, se calculará el valor futuro de los costes que suponen el reemplazo de los equipos cuyos precios se estiman en 500.000€ y 750.000€ para la vasija y la antorchas de plasma respectivamente, a través de la siguiente fórmula, pues ha de tenerse en cuenta el valor de la inflación estimado en 2,3%.

$$\text{Coste Futuro} = \text{Coste Actual} * (1 + r)^n$$

Ecuación 32: Cálculo Coste Futuro Reemplazo Equipos

Por lo tanto, quedaría un total de 2.826.617€ en cuanto a gastos de reemplazo, como se muestra a continuación:

Año de Reemplazo	5	10	15	20	25
Vasija			703.242 €		
Antorchas de Plasma		941.494 €		1.181.882 €	

Tabla 13: Gastos Asociados al Reemplazo de Equipos.

10.10 Resumen Costes

A continuación, se muestra el resumen de costes implicados en la Planta de gasificación por plasma de Villimar en el año 1, definiéndose los costes fijos de inversión inicial, más los costes anuales derivados de la actividad de la planta:

Costes Fijos	
Inversión Inicial	100.000.000 €
Ciclo Rankine	1.978.000 €
Equipos	5.257.000 €
Sistemas de Control	350.000 €
Servicios Generales	500.000 €
Total Costes Fijos	108.085.000 €
Costes Anuales	
Costes de explotación	2.372.177 €
Coste Energético	1.415.782 €
Total Costes Anuales	3.787.959 €
Total Costes Primer Año	111.872.959 €

Tabla 14: Costes Año 1 de la Planta.

Habiéndose presentado los gastos que se requieren de inversión y los gastos anuales relacionados con la explotación de la planta, se puede obtener una conclusión si se relaciona el gasto operativo (OPEX) con el gasto inicial (CAPEX):

$$\frac{OPEX}{CAPEX} = \frac{3.787.959}{108.085.000€} = 0,035 \rightarrow 3,5\%$$

Ecuación 33: Relación OPEX / CAPEX.

De la relación OPEX/CAPEX se puede determinar que al rondar el 5% se concluye que se trata de un valor que se ajusta a una planta bien diseñada y

eficiente. Este valor se ajustaría al año 1, pues a partir del siguiente año los gastos operativos han de calcularse en función del IPC, el cual se estima en 2,3%, obteniéndose los siguientes gastos anuales a lo largo de la vida útil de la planta.

Años	Gastos
Año 0	108.085.000 €
Año 1	3.787.959 €
Año 2	3.875.082 €
Año 3	3.964.209 €
Año 4	4.055.386 €
Año 5	4.148.660 €
Año 6	4.244.079 €
Año 7	4.341.693 €
Año 8	4.441.552 €
Año 9	4.543.707 €
Año 10	4.648.212 €
Año 11	4.755.121 €
Año 12	4.864.489 €
Año 13	4.976.372 €
Año 14	5.090.829 €
Año 15	5.207.918 €
Año 16	5.327.700 €
Año 17	5.450.237 €
Año 18	5.575.593 €
Año 19	5.703.831 €
Año 20	5.835.019 €
Año 21	5.969.225 €
Año 22	6.106.517 €
Año 23	6.246.967 €
Año 24	6.390.647 €
Año 25	6.537.632 €

Tabla 15: Gastos Anuales de la Planta de Villimar.

11. ANÁLISIS ECONÓMICO

En el presente apartado se va a valorar la rentabilidad del proyecto, a fin de cuentas es lo verdaderamente importante en lo relativo a lo económico. La viabilidad económica de una planta de gasificación por plasma requiere un

análisis integral que contemple tanto los costes de inversión y operación como los ingresos generados por la venta de hidrógeno verde y los posibles beneficios derivados de la captura de CO₂. El proyecto planteado considera una inversión inicial de 108.085.000 € en el año 0, seguida de costes anuales variables durante la vida útil de 25 años, alcanzando un costo total acumulado de 234.173.637 €. Con una capacidad de producción anual de 4.000 toneladas de hidrógeno y la captura de 700 toneladas de CO₂, se generan oportunidades clave para ingresos sostenibles.

El análisis financiero comienza con el cálculo de los indicadores clave de rentabilidad. **El Valor Actual Neto (VAN)** permite estimar el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a una tasa de interés específica. Un VAN positivo asegura que el proyecto generará beneficios por encima de los costes a lo largo de su vida útil.

Además, la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** proporciona la tasa de rentabilidad esperada del proyecto y debe superar el costo de capital para que sea financieramente viable.

Por último, el plazo de recuperación de la inversión, o **Payback Period**, determina el tiempo necesario para recuperar el capital invertido, siendo este un parámetro clave en un sector emergente como el hidrógeno verde.

Con una producción de 4.000 toneladas de hidrógeno al año, el precio de venta del hidrógeno debe cubrir los costes anuales y generar márgenes de beneficio. Se recuerda que los costes de operación comienzan en 3.787.959 € y aumentan gradualmente hasta 6.537.632 € en el año 25, todo ello sin contar la inversión inicial.

Adicionalmente, la captura y venta de 700 toneladas de CO₂ anualmente representa una fuente de ingresos secundaria pero relevante. Dependiendo del precio del mercado de CO₂, que varía entre 50 € y 100 € por tonelada, esta actividad podría generar entre 35.000 € y 70.000 € al año, contribuyendo positivamente al flujo de caja total del proyecto. Este ingreso adicional no solo

mejora la rentabilidad, sino que también fortalece el impacto ambiental del proyecto al promover la economía circular y reducir las emisiones de carbono.

La eficiencia energética es otro factor clave en la optimización de los costes operativos. El ciclo Rankine, que permiten aprovechar el calor residual del proceso para generar electricidad, reduce significativamente los costes energéticos de la planta como ya se observó en capítulos anteriores.

El proyecto de la planta de gasificación por plasma tiene un coste total estimado de 234.173.637 €, que incluye los siguientes componentes:

CAPEX (Costes iniciales): 108.085.000 €, destinado a la construcción de la planta, adquisición de equipos y puesta en marcha.

OPEX (Costes operativos): A lo largo de los 25 años de vida útil de la planta, los costes de operación suman 126.088.637 €, con valores anuales que van aumentando gradualmente debido a la inflación y otros factores. Estos costes comienzan en 3.787.959 € el primer año y alcanzan los 6.537.632 € en el año 25.

Datos de la Producción de la Planta

A continuación, se detallan los datos clave ya presentados con anterioridad a lo largo del Proyecto, para calcular la viabilidad económica de la Planta.

Producción de hidrógeno (H₂): La planta produce 4.000 toneladas (4.000.000 kg) de hidrógeno al año, lo que resulta en una producción total de 100.000 toneladas (100.000.000 kg) a lo largo de los 25 años.

Captura de CO₂: Adicionalmente, la planta captura 700 toneladas de CO₂ al año, lo que representa un total de 17.500 toneladas de CO₂ capturadas durante la vida útil de la planta. Este subproducto puede ser vendido, generando ingresos adicionales.

Precio de venta del hidrógeno: Se establece un precio inicial de 5 €/kg en el primer año, que aumenta un 2,3% anual, de acuerdo con el índice de precios al consumidor (IPC) estimado en el proyecto. A medida que el precio se ajusta a lo largo de los años, se calcula un precio promedio de 6,66 €/kg durante los 25 años.

Un precio de venta de 5 €/kg para el hidrógeno producido en la planta de gasificación por plasma representa una decisión estratégica sólida, ya que se encuentra en un rango competitivo tanto en términos económicos como de sostenibilidad. Este precio está significativamente por debajo del rango superior del hidrógeno verde producido mediante electrólisis con energías renovables, que puede alcanzar hasta 9 €/kg, lo que permite a este proyecto ofrecer una alternativa más asequible sin renunciar al compromiso ambiental. Asimismo, el hidrógeno de gasificación por plasma, aunque ligeramente más costoso que el hidrógeno gris y el azul (1,5 €/kg y 2,5 €/kg respectivamente), se posiciona como una opción intermedia al no depender de combustibles fósiles como el gas natural, reduciendo su huella de carbono y aumentando su atractivo en mercados que valoran la sostenibilidad. Elegir un precio de 5 €/kg no solo asegura un margen de rentabilidad adecuado, sino que también refuerza la competitividad del proyecto frente a tecnologías más caras como la electrólisis y frente a tecnologías menos sostenibles como el reformado de gas natural. Además, al ofrecer un precio más accesible que el rango promedio del hidrógeno verde (4-9 €/kg), se amplía el acceso a clientes industriales o logísticos que buscan opciones viables de descarbonización sin asumir los altos costes de la electrólisis, asegurando la aceptación del producto en un mercado en transición hacia fuentes de energía más limpias.

Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

Para iniciar el análisis de la viabilidad económica del proyecto, se realizará primero el cálculo del Valor Actual Neto (VAN). Este indicador es esencial para medir el valor presente de los flujos de caja futuros que el proyecto generará, teniendo en cuenta una tasa de descuento previamente definida. El objetivo de

este cálculo es determinar si, al considerar el coste del capital y el paso del tiempo, el proyecto contribuirá de manera positiva al valor total de la empresa.

El VAN nos permite evaluar si los ingresos proyectados serán suficientes para cubrir tanto los costes iniciales como los operativos, ajustados por el efecto del valor temporal del dinero. Un resultado positivo del VAN significará que el proyecto es rentable y aportará un beneficio neto, mientras que un resultado negativo indicará que no generará un retorno suficiente para justificar la inversión.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo de caja en el año } t}{(1+r)^t} - CAPEX$$

Ecuación 34: Fórmula Valor Actual Neto (VAN).

En cuanto a los ingresos por venta de H₂, la planta genera ingresos anuales incrementales debido al aumento del precio de venta del hidrógeno (2,3% anual) partiendo de un precio inicial de 5 €/kg y una producción constante de 4.000 toneladas por año. Asimismo, se estima un ingreso adicional por la venta del CO₂ capturado, a un precio promedio de 75 €/tonelada, generando 52.500 € anuales. Por último, la tasa de descuento será de 3%, con un periodo de 25 años de vida útil de la planta. Como se muestra a continuación, se obtiene un VAN de **150.487.227 €**.

Año	Precio H2	Ingresos H2	Ingresos CO2	OPEX	Sumatorio de los flujos	CÁLCULO VAN	
Año 1	5,00 €	20.000.000 €	52.500 €	3.787.959 €	7.768.035 €	Tasa de descuento $r = 3\%$ $t = 25$ años	
Año 2	5,12 €	20.460.000 €	53.708 €	3.875.082 €	7.946.700 €		
Año 3	5,23 €	20.930.580 €	54.943 €	3.964.209 €	8.129.474 €		
Año 4	5,35 €	21.411.983 €	56.206 €	4.055.386 €	8.316.452 €		
Año 5	5,48 €	21.904.459 €	57.499 €	4.148.660 €	8.507.731 €		
Año 6	5,60 €	22.408.262 €	58.822 €	4.244.079 €	8.703.408 €		
Año 7	5,73 €	22.923.652 €	60.175 €	4.341.693 €	8.903.587 €		
Año 8	5,86 €	23.450.896 €	61.559 €	4.441.552 €	9.108.369 €		
Año 9	6,00 €	23.990.266 €	62.974 €	4.543.707 €	9.317.862 €		
Año 10	6,14 €	24.542.042 €	64.423 €	4.648.212 €	9.532.173 €		
Año 11	6,28 €	25.106.509 €	65.905 €	4.755.121 €	9.751.413 €		
Año 12	6,42 €	25.683.959 €	67.420 €	4.864.489 €	9.975.695 €		
Año 13	6,57 €	26.274.690 €	68.971 €	4.976.372 €	10.205.136 €		
Año 14	6,72 €	26.879.008 €	70.557 €	5.090.829 €	10.439.854 €		
Año 15	6,87 €	27.497.225 €	72.180 €	5.207.918 €	10.679.971 €		
Año 16	7,03 €	28.129.661 €	73.840 €	5.327.700 €	10.925.610 €		
Año 17	7,19 €	28.776.643 €	75.539 €	5.450.237 €	11.176.899 €		
Año 18	7,36 €	29.438.506 €	77.276 €	5.575.593 €	11.433.968 €		
Año 19	7,53 €	30.115.592 €	79.053 €	5.703.831 €	11.696.949 €		
Año 20	7,70 €	30.808.250 €	80.872 €	5.835.019 €	11.965.979 €		
Año 21	7,88 €	31.516.840 €	82.732 €	5.969.225 €	12.241.196 €		
Año 22	8,06 €	32.241.728 €	84.635 €	6.106.517 €	12.522.744 €		
Año 23	8,25 €	32.983.287 €	86.581 €	6.246.967 €	12.810.767 €		
Año 24	8,44 €	33.741.903 €	88.572 €	6.390.647 €	13.105.415 €		
Año 25	8,63 €	34.517.967 €	90.610 €	6.537.632 €	13.406.839 €		CAPEX
					258.572.226,90 €	108.085.000 €	150.487.227 €

Tabla 16: Cálculo VAN.

Por lo tanto, se concluye que el Proyecto es rentable y que aportará beneficios estableciendo una tasa de descuento del 3%.

Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador clave en el ámbito financiero que refleja la rentabilidad que se espera obtener de una inversión. Se define como la tasa de descuento que reduce a cero el Valor Actual Neto (VAN) de los flujos de caja previstos de un proyecto. En términos prácticos, la TIR indica el porcentaje de retorno anual promedio que se puede lograr sobre la inversión inicial, lo que la convierte en una herramienta esencial para evaluar la viabilidad económica de un proyecto.

Este indicador resulta especialmente útil para tomar decisiones de inversión, ya que permite comparar diferentes alternativas. Un proyecto será considerado viable si su TIR supera el coste del capital o la tasa mínima de rendimiento exigida. De este modo, la TIR no solo ayuda a determinar si un

proyecto es financieramente atractivo, sino que también sirve como criterio para priorizar entre distintas opciones de inversión.

El cálculo de la TIR requiere estimar los flujos de caja que generará el proyecto en el futuro, así como la inversión inicial necesaria para llevarlo a cabo. La TIR se determina identificando la tasa de descuento que hace que el VAN de esos flujos de caja proyectados sea exactamente igual a cero.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo de caja en el año } t}{(1 + TIR)^t} - CAPEX = 0$$

Ecuación 35: Fórmula Tasa Interna de Retorno (TIR).

En el Proyecto de Villimar, se obtiene un valor del TIR del **7,31%**. Este resultado sugiere que, si el coste de capital o la tasa mínima de retorno esperada es mayor al 7,31%, el proyecto no sería viable financieramente bajo estas condiciones. Sin embargo, si el coste de capital es inferior a este valor, el proyecto podría considerarse aceptable.

Período de Recuperación de la Inversión (Payback Period)

El Payback Period mide el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja netos acumulados.

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo de Caja Anual}} = \frac{108.085.000 \text{ €}}{20.052.500 \text{ €} - 3.787.959} = 6,65 \rightarrow 7$$

Ecuación 36: Fórmula Payback Period.

Sumando los flujos de caja anuales desde el primer año, la inversión inicial de 108.085.000 € se recupera en el año 7º del Proyecto, período de recuperación bastante óptimo, lo que puede ser una consideración importante al evaluar la viabilidad financiera del proyecto. A continuación, se muestra una tabla donde se observan los gastos e ingresos anuales desde el comienzo de la inversión en

la planta en el año 0, apareciendo el séptimo año como el año en el que se consigue recuperar esa inversión inicial.

Años	Gastos	Ingresos	Balance
Año 0	108.085.000 €	0,00 €	-108.085.000 €
Año 1	3.787.959 €	20.052.500 €	-91.820.459 €
Año 2	3.875.082 €	20.513.708 €	-75.181.834 €
Año 3	3.964.209 €	20.985.523 €	-58.160.520 €
Año 4	4.055.386 €	21.468.190 €	-40.747.716 €
Año 5	4.148.660 €	21.961.958 €	-22.934.417 €
Año 6	4.244.079 €	22.467.083 €	-4.711.413 €
Año 7	4.341.693 €	22.983.826 €	13.930.721 €
Año 8	4.441.552 €	23.512.454 €	33.001.623 €
Año 9	4.543.707 €	24.053.241 €	52.511.157 €
Año 10	4.648.212 €	24.606.465 €	72.469.409 €
Año 11	4.755.121 €	25.172.414 €	92.886.702 €
Año 12	4.864.489 €	25.751.379 €	113.773.592 €
Año 13	4.976.372 €	26.343.661 €	135.140.880 €
Año 14	5.090.829 €	26.949.565 €	156.999.617 €
Año 15	5.207.918 €	27.569.405 €	179.361.104 €
Año 16	5.327.700 €	28.203.502 €	202.236.905 €
Año 17	5.450.237 €	28.852.182 €	225.638.850 €
Año 18	5.575.593 €	29.515.782 €	249.579.040 €
Año 19	5.703.831 €	30.194.645 €	274.069.854 €
Año 20	5.835.019 €	30.889.122 €	299.123.956 €
Año 21	5.969.225 €	31.599.572 €	324.754.303 €
Año 22	6.106.517 €	32.326.362 €	350.974.148 €
Año 23	6.246.967 €	33.069.868 €	377.797.050 €
Año 24	6.390.647 €	33.830.475 €	405.236.878 €
Año 25	6.537.632 €	34.608.576 €	433.307.822 €

Tabla 17: Balances Económicos Anuales.

Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)

El Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH) es una métrica fundamental en la evaluación económica de proyectos de producción de hidrógeno. Este indicador permite determinar el coste promedio de generar un kilogramo de hidrógeno durante toda la vida útil de una instalación, ya sea una planta basada en gasificación por plasma, electrólisis con energía renovable, o reformado de gas natural. Lo que hace al LCOH particularmente valioso es que incluye todos

los costes involucrados en el proceso, desde la inversión inicial en infraestructura (CAPEX) hasta los gastos anuales de operación, mantenimiento y, en algunos casos, reemplazo de componentes clave (OPEX). Esto lo convierte en una herramienta unificadora para comparar diferentes tecnologías de producción de hidrógeno y para valorar su competitividad frente a otras fuentes de energía.

El LCOH no solo es un indicador técnico, sino que también desempeña un papel crucial en la toma de decisiones de inversión, al proporcionar una referencia clara del coste total de producción frente a los ingresos potenciales. En un contexto de transición energética global, el LCOH ayuda a identificar las tecnologías más eficientes y sostenibles, guiando la asignación de recursos hacia proyectos que combinan viabilidad económica con beneficios ambientales.

El cálculo del LCOH sigue una metodología precisa que considera el Valor Presente de los Costes (PVC), el cual incluye todos los gastos asociados a lo largo de la vida útil de la planta, ajustados mediante una tasa de descuento para reflejar el valor temporal del dinero y los riesgos del proyecto. A partir de este PVC, se calcula el Coste Anualizado del Ciclo de Vida (LCC), distribuyendo los costes uniformemente entre los años de operación de la planta. Finalmente, el LCOH se obtiene dividiendo este coste anualizado entre la producción anual de hidrógeno estimada, lo que proporciona una visión clara del coste real por kilogramo producido. Este enfoque holístico hace del LCOH un indicador indispensable para evaluar y comparar proyectos en un sector en constante evolución.

$$LCOH = \frac{\text{Coste anualizado del Ciclo de Vida (LCC)}}{\text{Producción Anual de Hidrógeno}}$$

Ecuación 37: Fórmula Cálculo LCOH.

Coste Anualizado del Ciclo de Vida (LCC) se calcula en base al Valor Presente de los Costes (PVC) de la siguiente manera, suponiendo una tasa de descuento del 3% (r):

$$LCC = \frac{CAPEX + \left(\frac{\text{Costes de reemplazo}}{(1+r)^{t_{reemplazo}}} \right) + (OPEX * \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r})}{\frac{1 - (1+r)^{-n}}{r}}$$

Ecuación 38: Fórmula Cálculo LCC.

A continuación, se muestra un resumen de los valores obtenidos en el Proyecto:

- CAPEX: **108.085.000 €**
- OPEX Anual: **3.787.959 €**
- Costes de Reemplazo: **2.826.617 €**

Aplicando los factores antes mencionados en la ecuación, se obtienen los siguientes valores:

- CAPEX: **108.085.000 €**
- Valor Presente OPEX Anual: **65.960.290 €**
- Costes de Reemplazo: **700.560 € + 654.379 € + 451.384 € = 1.806.323 €**

$$LCC = \frac{108.085.000€ + 1.806.323€ + 65.960.290€}{\frac{1 - (1 + 0,03)^{-25}}{0,03}} = 10.098.783,75 €$$

Ecuación 39: Cálculo LCC

Por lo tanto, el LCOH obtenido resulta:

$$LCOH = \frac{10.098.783,75 €}{4.000.000 kg} = 2,524 €/kg$$

Ecuación 40: Cálculo LCOH.

El análisis del Coste Nivelado del Hidrógeno (LCOH) para la planta gasificadora de plasma realizada en este Proyecto en Villimar ha dado como resultado un valor de 2,524 €/kg, lo cual es altamente competitivo dentro del rango actualmente considerado ideal en el mercado del hidrógeno. Este valor se encuentra bien posicionado frente a los objetivos de la industria, donde los proyectos de hidrógeno verde buscan un LCOH de entre 2 y 6 €/kg para competir eficazmente con las tecnologías convencionales y alternativas como el hidrógeno gris (1 a 3 €/kg) y azul (también en el rango de 1 a 3 €/kg).

El resultado obtenido refleja que las estimaciones realizadas durante el proceso de cálculo han sido acertadas y que los factores clave, como la inversión inicial, los costes operativos y energéticos, y los gastos de mantenimiento, se han gestionado de manera eficiente. Este LCOH competitivo sugiere que la planta podría tener una gran viabilidad económica y ser una alternativa sostenible frente a métodos tradicionales de producción de hidrógeno.

En términos generales, el resultado de 2,524 €/kg posiciona este proyecto como una solución rentable y sostenible dentro del mercado emergente del hidrógeno verde. A diferencia de otros casos en los que el coste elevado limita la viabilidad, este resultado muestra que la configuración actual de la planta gasificadora de plasma está bien alineada con los objetivos económicos y técnicos del sector. A partir de este análisis, se concluye que la planta tiene un alto potencial para ser implementada con éxito, siempre que se mantenga la eficiencia operativa y los costes bajo control a lo largo de su vida útil.

Conclusiones Económicas

El proyecto de la planta de gasificación por plasma muestra una sólida viabilidad económica. Con un precio de venta inicial de 5 €/kg, el proyecto genera ingresos suficientes para cubrir los costes y ofrecer un margen de beneficio atractivo. El VAN positivo, la TIR del 7,31%, y un Payback Period de 7 años refuerzan su rentabilidad. Además, el LCOH de 2,524 €/kg confirma que el proyecto puede competir con otras tecnologías de producción de hidrógeno,

aprovechando el uso de residuos como insumo para reducir costes y generar impacto ambiental positivo mediante la captura de CO₂. Esto posiciona la planta como una solución viable y sostenible en el mercado emergente del hidrógeno verde.

12. CONCLUSIONES GENERALES

El presente Proyecto ha abordado de manera integral el desarrollo de una planta de gasificación por plasma en la ciudad de Burgos, destacando su viabilidad técnica, económica y ambiental. La gasificación por plasma se posiciona como una solución avanzada para la gestión sostenible de residuos, capaz de transformar desechos urbanos en hidrógeno verde, un vector energético clave para la transición hacia un modelo energético más limpio y sostenible.

A lo largo del análisis, se han identificado las principales ventajas del proceso, destacando su flexibilidad en la aceptación de residuos sin necesidad de un pretratamiento exhaustivo, la obtención de subproductos valiosos como el gas de síntesis y la escoria vitrificada, así como su capacidad para minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero gracias a la captura de CO₂. Asimismo, se ha demostrado la competitividad económica del proyecto con un LCOH de 2,524 €/kg, posicionándolo favorablemente frente a otras tecnologías de producción de hidrógeno.

Desde un punto de vista técnico, se han diseñado e implementado sistemas eficientes de alimentación, disociación, enfriamiento, filtrado y neutralización, garantizando la calidad del gas de síntesis y el aprovechamiento óptimo del calor residual mediante un ciclo de Rankine. Además, el análisis económico destaca un VAN positivo de 150 millones de euros, un TIR del 7,31% y un período de recuperación de la inversión de 7 años, consolidando la factibilidad financiera del proyecto.

En el contexto ambiental, el proyecto contribuye significativamente a los objetivos de la economía circular y la Agenda 2030 al reducir la dependencia de

los vertederos y transformar los residuos en una fuente de energía renovable. La captura de CO₂ y su posterior comercialización refuerzan el impacto positivo de la planta, promoviendo la sostenibilidad económica y ecológica.

El desarrollo de esta planta de gasificación por plasma no solo representa un paso adelante en la gestión de residuos y la producción de hidrógeno verde, sino que también establece un modelo replicable para otras ciudades y regiones. Este proyecto combina innovación, sostenibilidad y rentabilidad, posicionándose como una solución integral frente a los retos energéticos y ambientales del siglo XXI.

REFERENCIAS

Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). (2022). *Green Hydrogen: A Key Driver for Europe's Energy Transition*.

Agencia Internacional de Energía. (2021). *Renewable energy and hydrogen*.

Alvarez, L., Domínguez, M., & Jiménez, R. (2023). Plasma gasification of municipal solid waste: Insights and operational performance.

Arena, U. (2022). The future of waste valorization: A focus on plasma gasification.

Asociación Española de Biogás. (2020). *Informe anual de biogás en España*

Aventum. Tratamiento de residuos mediante sistema convertidor de plasma.

Boulos, M. I., Fauchais, P., & Pfender, E. (1994). *Thermal Plasmas: Fundamentals and Applications*

Burgos Conecta. (2023). *Burgos tiró más de 100 millones de kilos de basura el año pasado*.

Campos Pozuelo, E., Palatsi Civit, J., Illa Alibés, J. (2004). *Guía de los tratamientos de las deyecciones ganaderas*.

Chen, F. F. (2016). *Introduction to Plasma Physics and Controlled Fusion*.

El HuffPost. (2024). *Tropiezan con la grandiosa veta de la energía del futuro en este enorme bosque español*.

European Biogas Association. (2020). *EBA Statistical Report 2020*.

European Commission. (2021). *Guide on waste-to-energy and hydrogen production*.

European Energy Storage Association. (2022). *The Role of Energy Storage in Renewable Integration*.

Eustat. (2022b). *Producción de residuos en España y Europa*.

Fridman, A. (2008). *Plasma Chemistry*.

Fundación Global Nature. (2021). *Guía para la gestión de los residuos agrarios*.

García, A. (2021). *Tratamiento y valorización de residuos sólidos urbanos*.

Grupo Tersa. (2021). Informe anual sobre la gestión de residuos y producción energética.

Iber, J. (2021). *Tecnologías de revalorización de residuos: un enfoque integral*.

Instituto Nacional de Estadística (INE). (2021). *Estadísticas sobre generación de residuos en España*.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2007). *Guía técnica de aprovechamiento energético de la biomasa*.

Kalina, J., Skorek-Osikowska, A., & Kotowicz, J. (2022). Advances in plasma gasification for waste-to-energy applications.

Klug, J. (2012). *Avances en pirólisis para la gestión de residuos sólidos*. Ingeniería Química.

Lieberman, M. A., & Lichtenberg, A. J. (2005). *Principles of Plasma Discharges and Materials Processing*

Mata-Alvarez, J., Dosta, J., Macé, S., & Astals, S. (2014). *Digestión anaerobia de residuos sólidos orgánicos*. Ediciones Díaz de Santos.

Ministerio para la Transición Ecológica. (2022). *Guía de tecnologías de energía sostenible y gasificación de residuos*.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2012). *Producción y consumo sostenibles y residuos agrarios*.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2010). *Manual de compostaje*.

Moustakas, K., Malamis, D., & Oikonomopoulos, P. (2021). *Environmental impacts of plasma gasification*.

Raizer, Y. P. (1991). *Gas Discharge Physics*.

Red Eléctrica de España (2022). *Informe del sistema eléctrico español 2022*.

Sociedad Española de Ciencias Forestales. (2022). *Gestión y aprovechamiento de residuos forestales en España*

TECPA. (2023). *La producción de biomasa en España*.

Unión Europea. (2018). *Directiva 2018/851 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre residuos y economía circular*.

Universidad Europea. (2023). *Residuos agrícolas y forestales: definición y tratamiento*.

Urien, P. (2013). *Procesos termoquímicos en la valorización de residuos orgánicos*.

Valenciano, R. (2015). *Gestión de residuos sólidos urbanos: Perspectivas en España*.

Valenciano, Almudena. Estudio De Una Microrred Inteligente En La Ciudad De Huesca. 2015.

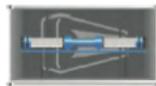
Zero Waste Europe. (2020). *The 10% Landfill Target and its Impact on the Circular Economy*.

ANEXO A

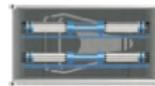
Compresores de Hidrógeno



Especificaciones técnicas
de los grupos compresores de hidrógeno de Hiperbaric



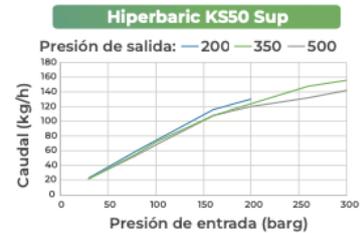
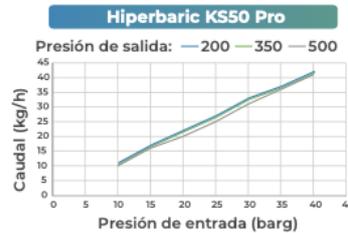
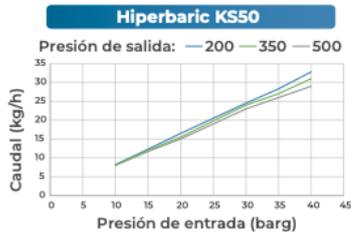
Un compresor



Dos compresores

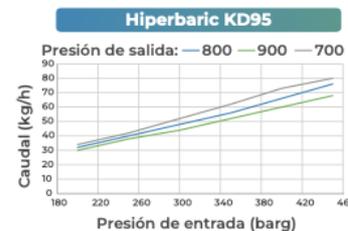
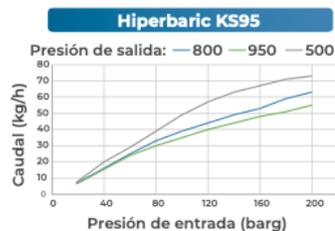
Hiperbaric KS50 - 500 barg de presión máxima de salida

Modelo	Presión de entrada (barg)	Caudal de hidrógeno (kg / h)	Caudal de hidrógeno (kg / día)	Consumo energético (kWh / kg de H ₂)	Potencia total instalada (hasta...kW)
KS50 *	10-50 / 10-50	24 / 47	565 / 1130	1.3 / 1.4	75 / 120
KS50 Pro *		32 / 64	772 / 1544	1.3 / 1.4	115 / 190
KS50 Sup **	20-300 / 20-300	140 / 280	3360 / 6720	<1 / <1	115 / 190



Hiperbaric KS95 - 950 barg de presión máxima de salida

Modelo	Presión de entrada (barg)	Caudal de hidrógeno (kg / h)	Caudal de hidrógeno (kg / día)	Consumo energético (kWh / kg de H ₂)	Potencia total instalada (hasta...kW)
KS95 *	20-200 / 20-200	10 / 20	236 / 471	4.6 / 4.6	85 / 130
KD95 **	200-500 / 200-500	40 / 80	960 / 1920	1.6 / 1.4	85 / 130
KS50 Pro + KS95 *	10-50	32	756	4	150



* Datos para presión de entrada: 30 barg - ** Datos para presión de entrada: 300 barg

ANEXO B

Tanques de Almacenamiento



Type 4 cylinders Distribution systems

Pressure level	Pressure	Size	H ₂ capacity at 15 °C	Water volume	Total weight (Tare weight + H ₂ capacity)	Container dimensions	Number of sections (According to ADR 6.8)
bar	bar	ft	kg	L	kg	mm	
300	WP ⁽¹⁾ (15 °C): 300 bar MAWP ⁽²⁾ (65 °C): 354 bar PBmin ⁽³⁾ : 750 bar	10	178	8,400	4,250	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	401	18,900	8,000	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	624	29,400	13,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	847	39,900	17,250	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	958	45,150	19,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
380	WP ⁽¹⁾ (15 °C): 380 bar MAWP ⁽²⁾ (65 °C): 450 bar PBmin ⁽³⁾ : 900 bar	10	217	8,400	5,000	3,048 x 2,432 x 2,743	2
		20	487	18,900	9,250	6,058 x 2,432 x 2,743	4
		30	758	29,400	15,000	9,087 x 2,432 x 2,743	6
		40	1,029	39,900	20,000	12,116 x 2,432 x 2,743	9
		45	1,164	45,150	22,500	13,720 x 2,432 x 2,743	10
500	WP ⁽¹⁾ (15 °C): 500 bar MAWP ⁽²⁾ (65 °C): 590 bar PBmin ⁽³⁾ : 1500 bar	10	234	7,370	6,750	3,048 x 2,550 x 2,743	2
		20	521	16,415	13,500	6,058 x 2,550 x 2,743	4
		30	819	25,795	21,000	9,087 x 2,550 x 2,743	6
		40	1,106	34,840	26,750	12,116 x 2,550 x 2,743	8
		45	1,244	39,195	32,000	13,720 x 2,550 x 2,743	9

⁽¹⁾ Working pressure | ⁽²⁾ Maximum allowable working pressure | ⁽³⁾ Minimum burst pressure

Specifications:

Cylinder type: Type 4
Cylinder design: Full carbon
Service lifetime: Unlimited
Inspection standards: ISO 11623
Container type: MEGC
Piping: Stainless steel

Approvals:

Cylinders: Tested according to EN 12245 / 17339 and approved according TPED (2010/35/EU)
System: ADR approved and leak tested according to DIN EN 1779 (RID, ADN, IMDG on demand)
Container: Container according to CSC

Rev. 08/2023



ANEXO C

Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Este Proyecto se desarrollará de la mano del propósito número 7, el cual hace referencia a la energía asequible y no contaminante. El propósito de este objetivo es proporcionarle el acceso a todo el mundo a una energía limpia. Gracias a la producción de hidrógeno a través de residuos orgánicos, se logrará una oferta accesible y sostenible para toda la comunidad.

Por otra parte, el Proyecto se alinea también con el objetivo número 13, la acción por el clima. Gracias a la reducción de residuos que acaban en los vertederos, se consigue la reducción del impacto negativo que ofrecen la acumulación abundante de estos desechos en cualquier tipo de ecosistema. Además, la disminución de la emisión de gases contaminantes se alinea con la idea de luchar por un mundo en defensa del clima.

Asimismo, se cumple el objetivo número 9, acerca de industria, innovación e infraestructura al desarrollar un proyecto de producción de hidrógeno a partir de un proceso poco desarrollado.

Seguidamente, se cumple el objetivo número 12, pues se fomenta una producción y un consumo responsables al darle un uso a los residuos generados por el hombre en las áreas urbanas.

Por último, el Proyecto se alinea con el objetivo número 11, acerca de las ciudades y comunidades sostenibles, pues se fomenta la sostenibilidad en los desechos generados en las ciudades, maximizando la eficiencia energética de los estos.

