



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

RECUPERACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE DE
RESIDUOS BIOMÁSICOS AGRÍCOLAS,
FORESTALES Y URBANOS

Autor: Antonio García Hoyos

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Junio 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Recuperación energética sostenible de residuos biomásicos agrícolas,
forestales y urbanos en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia
Comillas en el
curso académico 2020/2021 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.: Antonio García Hoyos

Fecha: 05/ 07/ 2021



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Montes Ponce de León Fecha: 5, 07, 2021

PD. 



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

RECUPERACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE DE
RESIDUOS BIOMÁSICOS AGRÍCOLAS,
FORESTALES Y URBANOS

Autor: Antonio García Hoyos

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Junio 2021

RECUPERACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS BIOMÁSICOS AGRÍCOLAS, FORESTALES Y URBANOS

Autor: García Hoyos, Antonio.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

La creciente generación de RSU, unido a la existencia de grandes masas de residuos agrícolas y forestales sin uso específico, están originando un problema medioambiental creciente. Además, las últimas directivas europeas y la legislación nacional, fijan objetivos muy ambiciosos, a corto y medio plazo, para la reducción de emisiones contaminantes. En este trabajo, se aborda la eliminación de los citados residuos de la forma más eficiente, desde el punto de vista medioambiental, y su transformación a un vector energético valioso. El trabajo analiza las diversas opciones de gestión de residuos existentes comercialmente en el mundo y las compara con la gasificación por plasma, una tecnología novedosa y con escasas referencias a nivel mundial. La comparativa, realizada desde el punto de vista medioambiental y de eficiencia energética, es absolutamente favorable a la gasificación por plasma: produce cero emisiones y maximiza la valoración energética de los residuos. Habida cuenta de que, en un escenario temporal cercano, la capacidad de generación eléctrica renovable quintuplicará a la demanda pico en España, se ha determinado que la aplicación más adecuada para el gas de síntesis producido en la gasificación es su inyección en la red nacional de gasoductos. Con ello se contribuirá a la sustitución del gas natural de origen fósil, por un gas de origen renovable. La aplicación práctica, en un proyecto de demostración, arroja resultados favorables en términos de viabilidad técnica y económica. La gasificación por plasma con inyección del gas de síntesis a la red de gasoductos o a la futura red de hidrodutos, se consolida como la opción más viable para la gestión de residuos.

Palabras clave: Inyección en gasoducto, Gas de síntesis, Gasificación por plasma, Renovable, Residuos.

1. Introducción

En España existe un problema creciente con respecto a la gestión de residuos. La industrialización, el crecimiento de los núcleos urbanos y el aumento de la población han provocado un aumento exponencial de la cantidad y variedad de residuos generados, lo que conlleva una mayor atención en cuanto a su separación y tratamiento. Actualmente de media en España una persona genera alrededor de 470 kg de residuos sólidos urbanos al año, lo que implica que en total en España se han de tratar más de 22 millones de toneladas de residuos urbanos al año. Esta cantidad de residuos suponen a su vez una gran fuente de energía que, en la actualidad, en gran medida, no está siendo aprovechada y una emisión incontrolada de gas metano por la descomposición de la fracción orgánica. Es por ello necesario la implantación de un método que permita un mejor aprovechamiento energético de estos y que sea igualmente sostenible y económicamente viable.

Del total de residuos generados en España en 2018, último año del que se tienen datos, un 53,61% acabó en vertederos, un 11,6% fue incinerado y un 34,79% fue reciclado, cifra que se encuentra muy alejada del 55% que estipula Unión Europea a alcanzar en 2025 para el reciclado de residuos.

Los vertederos controlados son la técnica más habitual de gestión de residuos en España. Sin embargo, presentan una serie de inconvenientes que ponen en duda su adecuación para la gestión de residuos. Entre sus principales problemas cabe destacar dos: las emisiones de gases contaminantes y el control y peligrosidad de los lixiviados. Además, muchos de ellos no cuentan con los medios suficientes para poder recuperar parte del contenido energético de estos. En España este problema es especialmente acuciante, ya que, de los 116 vertederos, 34 (el 30%) no cuentan con un sistema de valorización energética. A todo ello hay que añadir que las últimas propuestas legislativas aprobadas por la Unión Europea abogan por un avance hacia la economía circular, recogiendo entre sus puntos la limitación en el uso de los vertederos y estableciendo que para el año 2035, únicamente el 10% de los residuos sólidos urbanos puedan ser llevados a estos.

Por otro lado, en España anualmente se generan alrededor de 27 millones de toneladas de residuos procedentes de la actividad agrícola, de los cuales más del 50% se generan de la poda de árboles frutales, cultivos de vid, olivo y cereales. A todo ello se ha de añadir los residuos forestales, los cuales, incluyendo los residuos de la industria de transformación de la madera, corresponden a unos 5,1 millones de toneladas anuales. Por todo ello, los residuos forestales y agrícolas acumulan una serie de características que los pueden convertir en un recurso energético competitivo en el mercado de las energías renovables, y dejar de ser considerados, como hasta ahora, subproductos o residuos poco útiles.

Además, una ineficiente o inexistente gestión de este tipo de residuos puede provocar un progresivo deterioro del entorno, pudiendo llegar en última instancia a constituir un problema medioambiental. La quema incontrolada de estos residuos provoca la emisión de gases contaminantes y toxinas a la atmósfera, su abandono puede provocar incendios o atraer roedores e insectos, generando plagas. Por tanto, el aprovechamiento energético de estos residuos juega un papel doble y de vital importancia: su uso reduce las emisiones globales de CO₂ y puede ser empleado para la generación de energía y/o biocombustibles.

Este proyecto pretende dar una respuesta adecuada a la generación de los residuos descritos, así como a contribuir a alcanzar los objetivos que la U.E. ha propuesto en materia de tratamiento de residuos en las últimas directivas que ha aprobado, entre las que cabe destacar la Directiva de la UE 2008/2001 en la que se fija unos objetivos vinculantes para la UE, en materia de fomento de fuentes de energía renovable.

Todas estas directivas y propuestas legislativas de la UE caminan en paralelo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) propuestos por la ONU para alcanzar en el año 2030, y que pretenden dar continuidad a los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM). A lo largo de los 17 objetivos se nombran aspectos como: acceso a energía asequible, crecimiento económico sostenido, promoción de la industrialización y ciudades sostenibles, combate del cambio climático o protección y promoción del uso sostenible de los ecosistemas terrestres.

De todo lo comentado anteriormente, se puede deducir que el tratamiento y gestión de residuos ha pasado a ser tarea prioritaria para cualquier país, incluido España, viéndose fuertemente fomentado y regulado tanto por la UE como por la ONU. Sistemas actuales de tratamiento de residuos urbanos, especialmente los vertederos controlados, han sido duramente criticados desde el punto de vista ambiental, así como desde su poca eficiencia energética y han pasado a ser calificadas como alternativas inadecuadas para afrontar estos nuevos retos. Además, la gestión de los residuos agrícolas y forestales ha pasado a ser una necesidad de vital importancia, ya que actualmente supone una gran cantidad de energía

desaprovechada, y la inadecuada gestión de estos puede suponer gran cantidad de problemas (incendios, emisiones de gases contaminantes ...).

2. Definición del Proyecto

a) Objetivos

A la vista de todo lo anterior, en este Proyecto se pretende desarrollar una solución a la gestión de los residuos biomásicos agrícolas, forestales y urbanos de una manera consistente con la legislación vigente y energéticamente eficiente, a la vez que, económicamente viable. Para ello, se ha realizado un estudio detallado de los sistemas actuales de valoración de residuos, de manera que se pueda seleccionar el proceso que se adecúe de mejor forma a los objetivos que se persiguen con el proyecto.

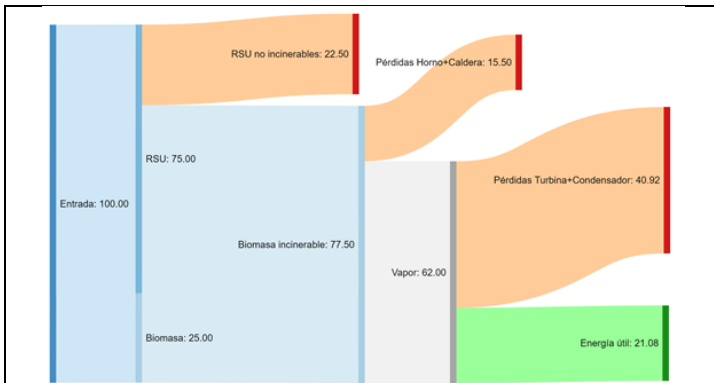
b) Alternativas analizadas

Tras haberse descartado inicialmente las alternativas de vertedero controlado, por su escasa eficacia medioambiental y energética, y la digestión anaerobia, por su poca idoneidad para la gestión de residuos sólidos urbanos, se realiza una comparativa medioambiental y energética, a través de diagramas de Sankey, del resto de procesos de valorización energética considerados: incineración, gasificación convencional y gasificación por plasma.

Desde el punto de vista medioambiental, la gasificación por plasma es el proceso más eficiente con gran diferencia. Las altísimas temperaturas producidas en el proceso de gasificación por plasma, superiores a los 5.000 °C, producen la disociación molecular de las sustancias potencialmente contaminantes, reduciendo las emisiones a niveles prácticamente nulos. La incineración es un gran emisor contaminante, no sólo en forma de gases de efecto invernadero sino, además, en forma de dioxinas y furanos altamente contaminantes. La gasificación convencional, siendo un proceso medioambientalmente eficiente, queda netamente superado por la gasificación por plasma.

Desde el punto de vista energético, se analiza la eficiencia energética de los tres procesos de valorización de residuos preseleccionados, a través de sus correspondientes diagramas de Sankey. Con el fin de analizar, de una manera consistente y con parámetros comparables, las tres tecnologías, se comparan las tres, llevadas hasta su generación de energía eléctrica. Como más adelante se expone, el uso finalmente seleccionado para el gas de síntesis es otro, pero a efectos comparativos, se le ha llevado hasta la generación eléctrica.

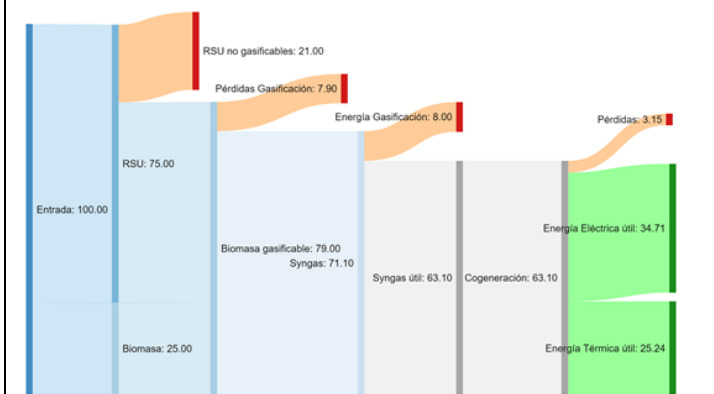
INCINERACIÓN:	Partiendo de 100 unidades de energía de residuos, 75 unidades de RSU y 25 unidades de biomasa agrícola o forestal, la energía eléctrica útil obtenida es de 21,08 unidades de energía eléctrica útil.
----------------------	---



Fuente: Elaboración propia

Este proceso, arroja un rendimiento energético / eléctrico, de un 21,08%.

GASIFICACIÓN CONVENCIONAL:

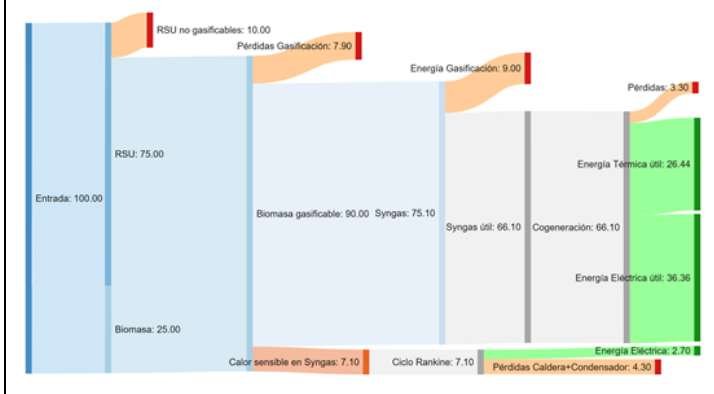


Fuente: Elaboración propia

Partiendo de 100 unidades de energía de residuos, 75 unidades de RSU y 25 unidades de biomasa agrícola o forestal, la energía eléctrica útil obtenida es de 59,95 unidades de energía útil: 25,24 en forma de energía eléctrica y 34,71 en forma de energía térmica a baja temperatura.

Este proceso, arroja un rendimiento energético global de un 59,95%, aunque sólo el 25,24% en forma de rendimiento eléctrico.

GASIFICACIÓN POR PLASMA



Fuente: Elaboración propia

Partiendo de 100 unidades de energía de residuos, 75 unidades de RSU y 25 unidades de biomasa agrícola o forestal, la energía eléctrica útil obtenida es de 65,50 unidades de energía útil: 39,06 en forma de energía eléctrica y 26,44 en forma de energía térmica a baja temperatura.

Este proceso, arroja un rendimiento energético global de un 65,50%, aunque sólo del 39,06% en forma de rendimiento eléctrico.

Queda patente, por tanto, que desde el punto de vista energético, la gasificación por plasma es el mejor proceso de valorización, con una amplia ventaja respecto al resto de las tecnologías disponibles.

c) Opción seleccionada

El uso de la gasificación por plasma de RSU se ha empleado sobre todo en Japón, donde su falta de espacio les ha obligado a buscar alternativas para la eliminación de sus vertidos, situándose en Asia las únicas instalaciones comerciales de arco de plasma que tratan RSU, alguna de las cuales lleva en funcionamiento desde principios de los años 2000. Hasta el momento no se han realizado implantaciones comerciales en Europa y Norteamérica con éxito.

Existen tres tecnologías disponibles para el diseño de un sistema convertidor de plasma: sistema de plasma tradicional, sistema de plasma mixto y sistema de plasma directo. Finalmente, el sistema de plasma directo ha sido la tecnología escogida para el proyecto. En la figura de abajo, se presenta de manera esquemática las diferentes etapas de las que consta la tecnología de gasificación por plasma.

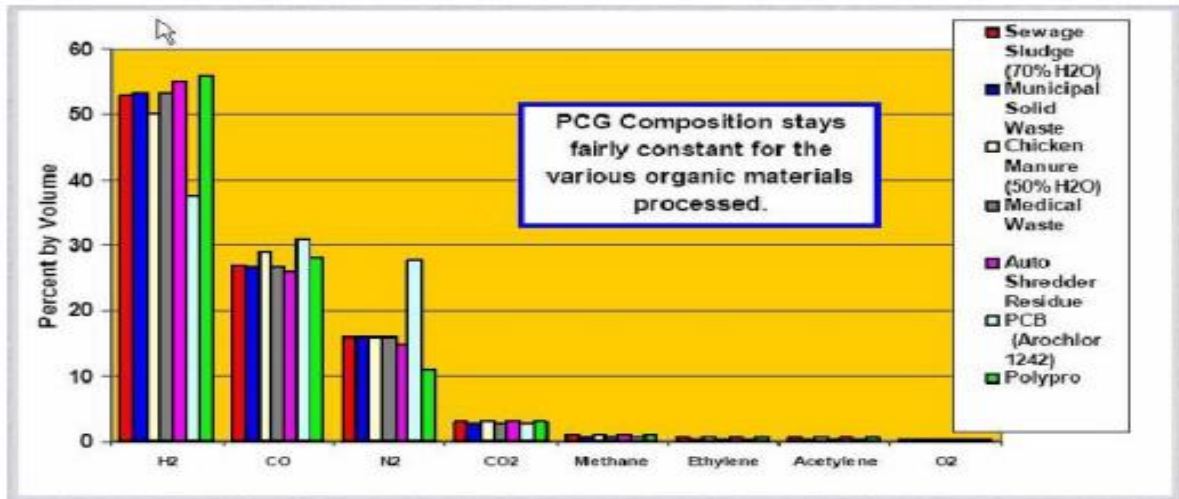
ETAPAS DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN POR PLASMA



Fuente: Valenciano, 2015

Del proceso de gasificación por plasma se obtiene el gas de síntesis, el cual se encuentra compuesto principalmente de H₂ y CO, suponiendo estos dos componentes más del 80% de su composición. Además de estos se pueden encontrar, aunque en menor medida, otros gases como: N, CO₂, H₂O o Ar. Si se observa la siguiente gráfica se puede apreciar que la composición del gas de síntesis permanece prácticamente inalterable, independientemente de los residuos que sean introducidos en la vasija. Este hecho hace de esta tecnología, una opción para el tratamiento de residuos mucho más atractiva que otras, ya que evita que se tenga que realizar una preclasificación de los residuos muy exhaustiva o un estudio previo de la composición de los residuos, lo que permite ahorrar tiempo, dinero y recursos.

COMPOSICIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS EN FUNCIÓN DEL RESIDUO DE ENTRADA



Fuente: Valenciano, 2015

d) Vector energético seleccionado

El gas de síntesis puede emplearse en dos grandes mercados, el eléctrico o el gasista.

Mercado eléctrico:

Cuenta a su vez con dos alternativas, el empleo de máquinas térmicas (motor de combustión interna o turbina de gas) o pilas de combustible. Para el proyecto se han desechado las opciones de almacenamiento (esponjoso, por hidruros, tanques a alta presión...) al considerarse una tecnología complicada de utilizar, cara y aún poco desarrollada para las características que requiere una planta de tal envergadura.

En cuanto a las pilas de combustible, se trata aún de una tecnología en vías de desarrollo, por lo tanto, para un proyecto como el de estas características hay todavía pocos tipos de pilas y empresas en el mercado. Los modelos consultados, solo ofrecen una potencia neta máxima de 1MW, lo cual implicaría, que, si como se ha estimado la potencia necesaria fuera de 16 MW, la instalación de 16 pilas. Esto, a pesar de ser una solución factible, no se considera una solución adecuada y práctica para el proyecto. De manera que se desecha esta tecnología como aplicación del gas obtenido.

Descartada la opción de las pilas de combustible, como opciones eléctricas nos quedan el motor de combustión interna y la turbina de gas. Analizando ambas posibilidades, se observa que la opción más eficiente, a la par que económicamente atractiva sería la instalación de un ciclo combinado, en el cual se pudiera recuperar el calor sensible del proceso de gasificación y transformarlo en energía eléctrica, a través de un ciclo Rankine. No obstante, tras el análisis del mercado eléctrico español, la distribución que se hace de los recursos energéticos disponibles para cubrir la demanda se lleva a cabo, en función del precio del KW/h. Este sistema, beneficia a las fuentes renovables, haciendo que la participación de tecnologías más caras, como los ciclos combinados, decaiga. Además, viendo los acuerdos a los que se ha llegado y los objetivos que se han marcado para 2030 y 2050, en cuanto al crecimiento de la participación de las fuentes renovables en el mix energético, todo apunta a que esta situación aún será más evidente en los próximos años.

En concreto en España, las emisiones de CO2 en 2019 supusieron un total de 313,5 millones de toneladas, de las cuales, únicamente el 13,5% correspondieron a emisiones derivadas de

la generación eléctrica. Parece paradójico el esfuerzo mundial por la instalación de las llamadas fuentes de energía renovable que, básicamente, consisten en la sustitución de las fuentes de generación de energía eléctrica de origen fósil por otras renovable (eólica y solar en sus diferentes versiones), cuando este sector sólo representa el 13,5% de las emisiones españolas. En contraposición, apenas se encuentran esfuerzos investigadores e inversores para la sustitución de los combustibles de origen fósil en el resto de las aplicaciones contaminantes. Con este escenario, es inviable alcanzar los objetivos de emisiones marcados por las autoridades europeas y españolas.

Mercado gasista

España es uno de los países más avanzados en el mundo en instalación de plantas de generación eléctrica renovable: solar fotovoltaica, solar térmica y eólica, contando con una potencia total instalada de 111.040 MW, siendo el 69,39% de origen renovable (se ha considerado, a los efectos de este análisis, que la energía nuclear, por su ausencia de emisiones, es renovable y que la cogeneración, por ser una generación combinada de calor y electricidad de muy alta eficiencia, es también renovable). Es de destacar, también, que el consumo histórico máximo pico en España es de 45.050 MW lo que supone, únicamente, el 40% del total de la capacidad instalada y tan solo el 58% del total de capacidad renovable instalado.

Si la situación actual de la generación eléctrica es muy favorable a la generación renovable, esta situación se verá aún más favorecida con los nuevos proyectos renovables aprobados o en lista de espera para ser instalados en España, lo que supone que, en pocos años, la capacidad total instalada en España aumentará un 126% y las energía renovables sumarán una capacidad instalada total de 217.555 MW, un 482% del pico histórico de demanda total en España.

Por tanto, en estas condiciones pensar en utilizar un gas de origen renovable, para generar energía eléctrica y aumentar aún más, e innecesariamente, el exceso de capacidad instalada no parece la solución más adecuada. Hay que tener en cuenta, además, que las energía renovables mayoritarias (solar y eólica) trabajan con unos OPEX muy bajos comparados con los de una planta de gasificación por plasma. En un mercado competitivo, la planta de gasificación por plasma sería incapaz de ofrecer unos precios que compitan con otras tecnologías mucho más económicas.

Por todo ello y por la multitud de proyectos y fuentes renovables que se dedican ya a la generación de energía eléctrica, se considera más interesante para el proyecto la opción de inyección del gas en redes de gas natural, siendo, además, una buena oportunidad de estudiar la verdadera utilidad de esta opción y su rentabilidad y contribución medioambiental a medio-largo plazo.

Este hecho no es desconocido para los grandes operadores energéticos, los cuales conscientes del exceso de capacidad instalada de generación eléctrica, han desarrollado proyectos dirigidos a la construcción en España de dos fábricas para la producción de electrolizadores, es decir, equipos para generar H₂ a partir del agua. Otro ejemplo son los proyectos en los que se encuentra embarcada la empresa Naturgy, la cual recientemente informaba que había realizado la primera inyección de gas renovable procedente de vertedero en la red de distribución general y se marcaba el año 2050 como fecha límite para que todo el gas que circulara por sus redes procediera de fuentes renovables.

En resumen, la inyección de syngas o de H₂ puro en redes de distribución de gas natural no sólo está en la agenda de los grandes operadores gasistas, sino que además ha sido estudiado por modelos del GERG, mostrando el impacto que dicha inyección supondría. Por los resultados que en él se presentan, no se espera ninguna complicación, ni peligro en el transporte de hidrógeno por gasoductos, sino que se considera que en un futuro cercano las grandes redes gasistas europeas transportarán grandes cantidades de H₂.

De hecho, todo lo comentado hasta ahora no se basa únicamente en convicciones teóricas. En el año 2020, H₂ libre de carbono fue inyectado por primera vez en una red de gas natural británica. La mezcla inyectada, con un 20% de H₂, serviría para suministrar calor a 100 hogares y 30 edificios de la Universidad de Keele (Staffordshire).

La inyección de H₂ en las redes de gas natural es el futuro y no sólo para los operadores gasísticos, sino que está captando ya, de facto, importantes inversiones en equipos de generación de H₂ y en mejoras de las redes de transporte. El ejemplo británico citado, aunque de pequeña escala, demuestra la viabilidad técnica de la solución al gestionar una mezcla con un contenido del 20% de H₂. Sin embargo, no hay que olvidar que en el proyecto de gasificación, el caudal de syngas (con un 40% de H₂) será insignificante comparado con el caudal de gas natural del gasoducto, alterando tan sólo en décimas porcentuales el contenido de H₂ de la mezcla resultante.

El hidrógeno verde es, por tanto, el futuro vector energético predominante en el sistema energético europeo. Su utilización en los sectores industrial, residencial y de transporte contribuirá definitivamente a la reducción de las emisiones de CO₂ a niveles próximos a cero.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Tras la selección del uso que se le quiere dar al gas de síntesis hay que seleccionar la ubicación de la planta, la cual ha de cumplir los siguientes requisitos:

- a) Que la localización seleccionada no disponga de una instalación de valorización energética próxima.
- b) Que haya una importante cantidad de RSU en un radio de no más de 40 km a la redonda, de manera que no se encarezca el transporte. En España, de media, cada ciudadano genera 470 kg anuales de RSU, por tanto, la planta deberá ser instalada en una zona en cuyo radio de 40 km disponga de, al menos, 110.000 habitantes.
- c) Que disponga de grandes cantidades de residuos forestales y/o agrícolas sin valorización actual.
- d) Que la zona en la que finalmente se acabe instalando la planta pase la red de gaseoductos nacional, de manera que se evite tener que invertir dinero en el transporte del gas hacia la línea de gaseoductos principal y la inyección del syngas pueda hacerse de manera sencilla desde la planta.

Atendiendo a estos requisitos, finalmente se ha optado por la elección de Castilla y León, ya que esta combina dos de los requerimientos principales del trabajo, que son la combinación de residuos sólidos urbanos y la disponibilidad de altas tasas de biomasa valorizable, aparte de no existir aún ninguna instalación de valorización energética en la comunidad. Castilla y León cuenta, también, con varias ciudades que superan los 100.000 habitantes, por lo cual

se asegura una llegada de residuos sólidos urbanos lo suficientemente grande y, además, es la comunidad autónoma más grande de España, con más de 94.000 km², de los cuales cerca de un 94% están destinados a actividad agrícola y forestal.

Concretamente, la planta se instalará en la ciudad de León, principalmente debido a dos factores: la disponibilidad de un gaseoducto cercano y el número de habitantes y generación de residuos sólidos urbanos en esta (en 2019 se generaron 54.000 toneladas de residuos).

Si bien la especificación detallada de la planta, el dimensionamiento de los equipos, los planos generales de planta, los diagramas de proceso e instrumentación y las hojas de datos de proceso serán definidos por la empresa que realice la Ingeniería Básica, a continuación, se realiza una descripción general de los equipos y sistemas principales de la planta con vistas a realizar una estimación de la inversión y necesidad de espacio y una descripción sencilla del proceso:

- Parque de camiones y almacenamiento de residuos: Debe contar con espacio suficiente para almacenar la basura generada por la ciudad de León durante los 25 días de parada de la planta, al igual que de los residuos forestales y agrícolas, atendiendo a la estacionalidad de estos y los meses en los que son recogidos.
- Pretratamiento de los residuos: El tamaño de la biomasa a introducir en el gasificador debe de ser lo suficientemente pequeña como para que las reacciones internas se generen de forma rápida y homogénea. Para asegurar esto, se ha pensado en la instalación de un molino de martillos previo al gasificador.
- Gasificador: Elemento en el que se producen las reacciones de disociación. Debe ser capaz de soportar temperaturas puntuales de hasta 14.000°C.
- Ciclo Rankine: El syngas abandona el gasificador a una temperatura muy elevada, de unos 950°C, con un alto calor sensible que hay que valorizar. Para ello se instalará un ciclo Rankine con el que se pretenderá minimizar los consumos eléctricos procedentes de la distribuidora local y fomentar el autoconsumo
- Electrofiltro: Una vez enfriado el syngas hasta los 200°C, la corriente de syngas es introducido a un separador electrostático, en el que, con una eficacia del 99%, todas las partículas de tamaño igual o inferior a 10 micras son eliminadas del caudal gaseoso.
- Sistema de tratamiento del syngas: El syngas, tras pasar por el proceso de electrofiltrado, todavía arrastra pequeñas cantidades de sustancia nocivas, principalmente componentes halogenados y sulfurosos, que es necesario eliminar. A tal efecto, se instala una pequeña instalación de limpieza del syngas en el que se eliminen dichas sustancias.
- Gasómetro: Esta instalación permitirá almacenar el syngas en cualquier circunstancia que impida temporalmente la inyección del syngas al gasoducto.
- Sistema de compresión y gasoducto: Sistemas que aseguran la conexión e inyección segura del syngas a la red nacional.

Tal y como se ha fijado en el proyecto, la cantidad de residuos para la que se va a dimensionar la planta es de 225 Tm/día. A continuación, se presenta una tabla que muestra los residuos tratados al día. Se estima un uso continuo de la planta durante los 340 días del año, las 24 horas del día.

DATOS DE RESIDUOS DIARIOS TRATADOS EN LA PLANTA

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
RSU (Tm)	4593,92	4224,08	4522,95	4538,47	4802,47	4761,85	4149,85	4097,42	4651,71	4729,63	4766,05	4729,55
RSU al día (Tm)	153,13	140,80	150,77	151,28	160,08	158,73	138,33	136,58	155,06	157,65	158,87	157,65
Biomasa (Tm)	–	–	–	4166,67	4166,67	8333,33	4166,67	4166,67	–	–	–	–
Biomasa al día (Tm)	66,05	78,38	68,41	67,9	59,1	60,45	80,85	82,6	64,12	61,53	60,31	61,53
Biomasa almacenada (Tm)	–	–	–	2129,67	2334,57	6519,83	1660,32	1606,07	–	–	–	–
R al día (Tm)	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18

Fuente: Elaboración propia

Para que el proyecto pueda salir adelante, se necesita una gran inversión, la cual se ha estimado en 120 millones de €. Al tratarse de un proyecto novedoso y alineado con los objetivos medioambientales fijados por la UE se espera que el proyecto pueda alcanzar el nivel máximo de subvención a fondo perdido, que es de un 30% del importe total del proyecto. El resto del dinero se espera que sea aportado por los socios (25%) y bancos (75%). Dicha financiación deberá contar con 4 años de carencia, en la que no se paguen intereses ni se amortice deuda, y que permita cubrir el periodo desde el arranque del proyecto hasta la operación comercial al 100%. Para ello es necesario que los inversores cuenten con la suficiente información para poder apostar por el proyecto y confiar en que la inversión se les va a ser devuelta. Para ello, es imprescindible asegurar todos los flujos de negocio.

A continuación, a modo de tabla y de forma esquemática se va a presentar los principales flujos de dinero del proyecto:

RESUMEN DE FLUJOS DE CAJA			
	Tm/año	€/Tm	€/año
Basura	55.000	175	9.625.000,00
Biomasa	25.0000	100	3.750.000,00
Venta Syngas			19.145.940,84
Total Ingresos			32.250.940,84
O&M			
O&M			7.011.764,71
Gastos Generales			
Gastos Generales			1.941.000,00
Personal			
Personal			365.000,00

Total Gastos			9.317.764,71
Flujo de caja			23.203.176,13

Fuente: Elaboración propia

Al carecer los socios inversores de los conocimientos y estructura suficientes para poder encargarse de la construcción de la planta, se ha decidido contratar a una Ingeniería para que trabaje en nombre y representación de la sociedad. Por otro lado, se ha decidido la ejecución del proyecto “llave en mano”. Dicho contrato implica la realización del proyecto en plazo, el cual se ha fijado en 4 años, y a un precio fijo establecido antes del inicio de este de 117.450.000 €.

Para asegurar la rentabilidad de la planta no es suficiente con el análisis de la cuenta de resultados. Por ello, se han analizado, también, dos indicadores más que son: el flujo de caja anual y el payback:

- Flujo de caja: En ningún momento durante los años en los que se tenga que devolver la deuda e intereses se espera que el flujo de caja de la planta sea negativo, contando en todo momento con liquidez suficiente.
- Payback: Se ha obtenido un payback de 9,6 años, bastante bueno si se tiene en cuenta la elevada inversión inicial y los años que la planta puede llegar a estar operativa.

4. Conclusiones

Se deduce del presente trabajo que:

- La gasificación por plasma de residuos es una alternativa técnica y económicamente viable para la gestión de residuos sólidos urbanos y biomásicos, a la par que se encuentra alineada con los objetivos en materia de sostenibilidad de la Unión Europea y la ONU.
- La inyección del gas de síntesis en redes de gas natural es una alternativa real y de futuro para la promoción de las energías renovables no eléctricas, tratándose de un mercado que no cuenta con apenas alternativas renovables y libres de CO2 para la generación de gas.
- Tanto la gasificación por plasma como la inyección del gas de síntesis en redes de gas natural son alternativas rentables y atractivas tanto para las instituciones gubernamentales como para los inversores privados.

SUSTAINABLE ENERGY RECOVERY FROM AGRICULTURAL, FORESTRY AND URBAN BIOMASS WASTE

Author: García Hoyos, Antonio.

Supervisor: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The increasing generation of MSW, together with the existence of large masses of agricultural and forestry waste with no specific use, is causing a growing environmental problem. Moreover, the latest European directives and national legislation set very ambitious short- and medium-term targets for the reduction of pollutant emissions. This paper addresses the most environmentally efficient disposal of such waste and its transformation into a valuable energy carrier. The paper analyses the various commercially available waste management options in the world and compares them with plasma gasification, a novel technology with few references worldwide. The comparison, from an environmental and energy efficiency point of view, is absolutely in favour of plasma gasification: it produces zero emissions and maximises the energy recovery from waste. Given that, in a near-term scenario, the renewable electricity generation capacity will be five times the peak demand in Spain, it has been determined that the most appropriate application for the synthesis gas produced in gasification is its injection into the national gas pipeline network. This will contribute to the substitution of natural gas of fossil origin by a gas of renewable origin. The practical application in a demonstration project shows favourable results in terms of technical and economic feasibility. Plasma gasification with injection of the synthesis gas into the pipeline network or into the future hydro-product network is consolidated as the most viable option for waste management.

Keywords: Pipeline injection, Synthesis gas, Plasma gasification, Renewable, Waste.

1. Introduction

In Spain there is a growing problem regarding waste management. Industrialisation, the growth of urban centres and the increase in population have led to an exponential increase in the quantity and variety of waste generated, which means that greater attention must be paid to its separation and treatment. Currently, an average person in Spain generates around 470 kg of solid urban waste per year, which means that a total of more than 22 million tonnes of urban waste must be treated in Spain every year. This amount of waste in turn represents a large source of energy that is currently not being used to any great extent, and an uncontrolled emission of methane gas due to the decomposition of the organic fraction. It is therefore necessary to implement a method that allows a better energy use of these wastes and that is equally sustainable and economically viable.

Of the total waste generated in Spain in 2018, the last year for which data is available, 53.61% ended up in landfills, 11.6% was incinerated and 34.79% was recycled, a figure that is far from the 55% that the European Union stipulates should be achieved by 2025 for waste recycling.

Controlled landfills are the most common waste management technique in Spain. However, they have several drawbacks that cast doubt on their suitability for waste management. Two

of the main problems are pollutant gas emissions and the control and danger of leachates. In addition, many of them do not have sufficient means to be able to recover part of the energy content of the waste. In Spain, this problem is particularly acute, since of the 116 landfills, 34 (30%) do not have an energy recovery system. In addition, the latest legislative proposals approved by the European Union advocate a move towards a circular economy, including among its points the limitation in the use of landfills and establishing that by 2035, only 10% of solid urban waste can be taken to landfills.

On the other hand, in Spain around 27 million tonnes of waste are generated annually from agricultural activity, of which more than 50% is generated from the pruning of fruit trees, vines, olives and cereals. To this must be added forestry waste, which, including waste from the wood processing industry, corresponds to some 5.1 million tonnes per year. Therefore, forestry and agricultural waste has a series of characteristics that can make it a competitive energy resource in the renewable energy market, and can no longer be considered, as it has been until now, as by-products or waste of little use.

In addition, inefficient or non-existent management of this type of waste can lead to a progressive deterioration of the environment and can ultimately become an environmental problem. The uncontrolled burning of this waste causes the emission of polluting gases and toxins into the atmosphere, its abandonment can cause fires or attract rodents and insects, generating pests. Therefore, the energetic use of this waste plays a vital dual role: its use reduces global CO₂ emissions and can be used to generate energy and/or biofuels.

This project aims to provide an adequate response to the generation of the waste described, as well as to contribute to achieving the objectives that the EU has proposed for waste treatment in the latest directives it has approved, including the EU Directive 2008/2001, which sets binding targets for the EU in terms of promoting renewable energy sources.

All these EU directives and legislative proposals run parallel to the Sustainable Development Goals (SDGs) proposed by the UN to be achieved by 2030, which are intended to provide continuity to the Millennium Development Goals (MDGs). Throughout the 17 goals, aspects such as: access to affordable energy, sustained economic growth, promotion of industrialisation and sustainable cities, combating climate change and protection and promotion of the sustainable use of terrestrial ecosystems are mentioned.

From all the above, it can be deduced that waste treatment and management has become a priority task for any country, including Spain, and is strongly encouraged and regulated by both the EU and the UN. Current urban waste treatment systems, especially controlled landfills, have been strongly criticised from an environmental point of view, as well as for their low energy efficiency, and have come to be qualified as inadequate alternatives to face these new challenges. Furthermore, the management of agricultural and forestry waste has become a vital necessity, as it currently represents a large amount of wasted energy, and inadequate waste management can cause a large number of problems (fires, emissions of polluting gases, etc.).

2. Project definition

a) Objectives

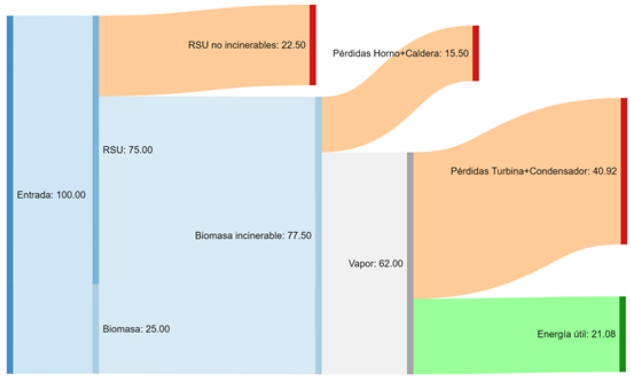
Based on the above, this project aims to develop a solution for the management of agricultural, forestry and urban biomass waste in a way that is consistent with current legislation and energy-efficient, as well as economically viable. To this end, a detailed study has been carried out of the current waste recovery systems, so that the process best suited to the objectives pursued by the project can be selected.

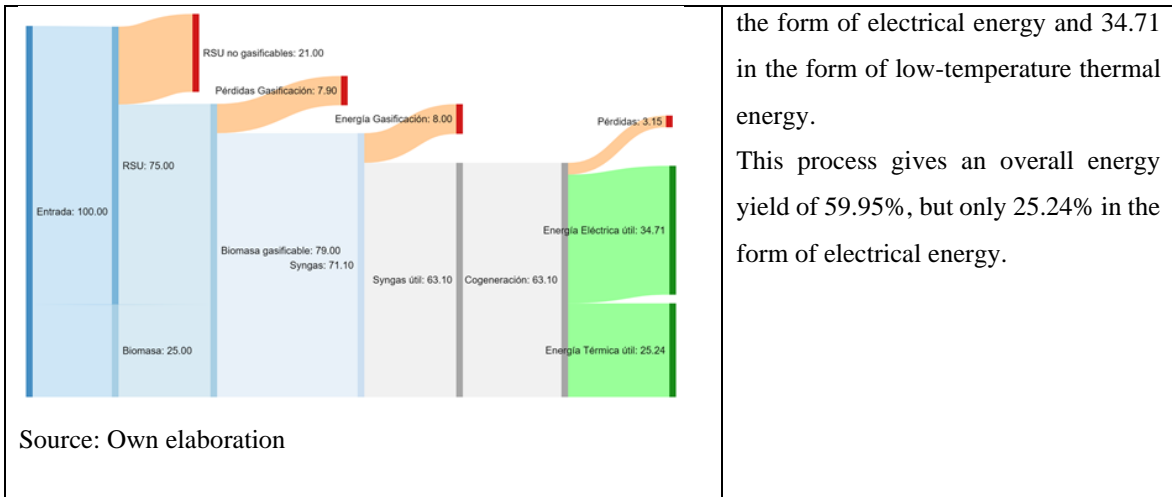
b) Alternatives analysed

After initially discarding the alternatives of controlled landfill, due to its low environmental and energy efficiency, and anaerobic digestion, due to its unsuitability for municipal solid waste management, an environmental and energy comparison is made, using Sankey diagrams, of the other energy recovery processes considered: incineration, conventional gasification and plasma gasification.

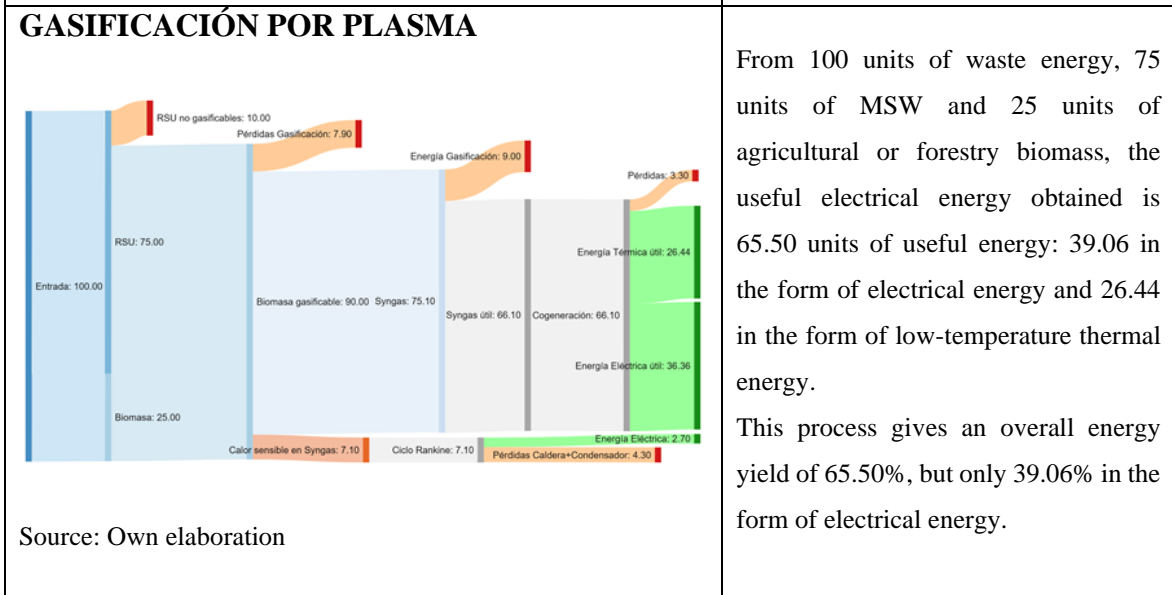
From an environmental point of view, plasma gasification is by far the most efficient process. The very high temperatures produced in the plasma gasification process, in excess of 5,000 °C, produce molecular dissociation of potentially polluting substances, reducing emissions to practically zero levels. Incineration is a major pollutant emitter, not only in the form of greenhouse gases but also in the form of highly polluting dioxins and furans. Conventional gasification, although an environmentally efficient process, is clearly outperformed by plasma gasification.

From the energy point of view, the energy efficiency of the three pre-selected waste recovery processes is analysed by means of their corresponding Sankey diagrams. In order to analyse the three technologies in a consistent manner and with comparable parameters, the three technologies are compared up to their electrical energy generation. As will be explained below, the use finally selected for the synthesis gas is different, but for comparative purposes, it has been taken to electricity generation.

<p>INCINERATION:</p>  <p>The Sankey diagram for incineration starts with an input of 100.00 units of waste energy. This is split into 75.00 units of RSU and 25.00 units of biomass. The 75.00 units of RSU are further divided into 22.50 units of non-incinerable RSU and 52.50 units of incinerable biomass. The 52.50 units of incinerable biomass are split into 77.50 units of incinerable biomass and 25.00 units of biomass. The 77.50 units of incinerable biomass produce 62.00 units of vapor. The 25.00 units of biomass produce 21.08 units of useful electrical energy. The 62.00 units of vapor are split into 15.50 units of losses from the boiler and 46.50 units of losses from the turbine and condenser.</p> <p>Source: Own elaboration</p>	<p>Starting from 100 units of waste energy, 75 units of MSW and 25 units of agricultural or forestry biomass, the useful electrical energy obtained is 21.08 units of useful electrical energy.</p> <p>This process gives an energy/electricity yield of 21.08%.</p>
<p>GASIFICACIÓN CONVENCIONAL:</p>	<p>From 100 units of waste energy, 75 units of MSW and 25 units of agricultural or forestry biomass, the useful electrical energy obtained is 59.95 units of useful energy: 25.24 in</p>



the form of electrical energy and 34.71 in the form of low-temperature thermal energy. This process gives an overall energy yield of 59.95%, but only 25.24% in the form of electrical energy.



From 100 units of waste energy, 75 units of MSW and 25 units of agricultural or forestry biomass, the useful electrical energy obtained is 65.50 units of useful energy: 39.06 in the form of electrical energy and 26.44 in the form of low-temperature thermal energy. This process gives an overall energy yield of 65.50%, but only 39.06% in the form of electrical energy.

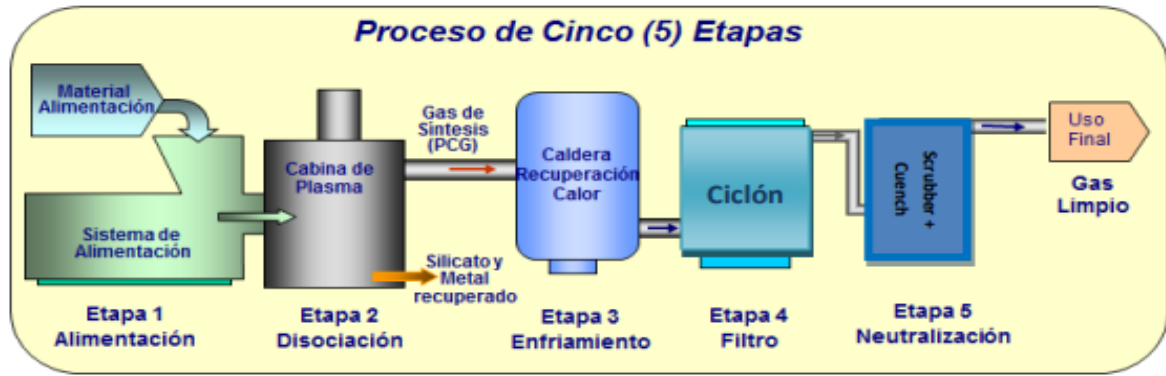
It is clear that from an energy point of view, plasma gasification is the best valorisation process, with a wide advantage over other available technologies.

c) Selected option

The use of MSW plasma gasification has been used mainly in Japan, where a lack of space has forced them to look for alternatives for the disposal of their waste, with the only commercial plasma arc facilities treating MSW being located in Asia, some of which have been in operation since the early 2000's. So far, there have been no successful commercial deployments in Europe and North America. So far there have been no successful commercial deployments in Europe and North America.

Three technologies are available for the design of a plasma converter system: traditional plasma system, mixed plasma system and direct plasma system. Finally, the direct plasma system has been the technology of choice for the project. The figure below shows schematically the different stages of the plasma gasification technology.

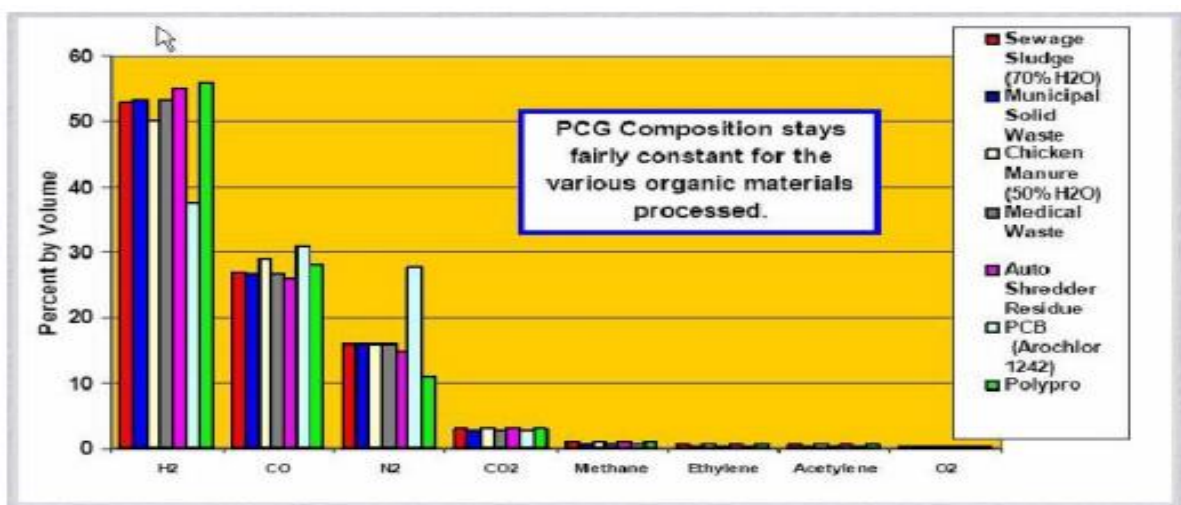
STAGES OF THE PLASMA GASIFICATION PROCESS



Source: Valenciano, 2015

From the plasma gasification process, the synthesis gas is obtained, which is mainly composed of H₂ and CO, these two components accounting for more than 80% of its composition. In addition to these, other gases can be found, although to a lesser extent, such as: N, CO₂, H₂O or Ar. If you look at the following graph you can see that the composition of the synthesis gas remains practically unchanged, regardless of the waste that is introduced into the vessel. This fact makes this technology a much more attractive option for waste treatment than others, as it avoids having to carry out a very exhaustive pre-sorting of the waste or a prior study of the composition of the waste, which saves time, money and resources.

COMPOSICIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS EN FUNCIÓN DEL RESIDUO DE ENTRADA



Source: Valenciano, 2015

d) Selected energy vector

El gas de síntesis puede emplearse en dos grandes mercados, el eléctrico o el gasista.

Electricity market:

It has two alternatives, the use of thermal machines (internal combustion engine or gas turbine) or fuel cells. For the project, the storage options (sponge, hydride, high-pressure tanks, etc.) have been discarded as they are considered a complicated technology to use, expensive and still underdeveloped for the characteristics required for a plant of this size.

As for fuel cells, this is still a technology in the process of development, so for a project such as this there are still few types of cells and companies on the market. The models consulted only offer a maximum net power of 1MW, which would mean that, if the power required is estimated at 16 MW, the installation of 16 cells would be necessary. This, although a feasible solution, is not considered an adequate and practical solution for the project. Therefore, this technology is discarded as an application for the gas obtained.

Once the fuel cell option is discarded, we are left with the internal combustion engine and the gas turbine as electrical options. Analysing both possibilities, it can be seen that the most efficient and economically attractive option would be the installation of a combined cycle, in which the sensible heat from the gasification process could be recovered and transformed into electrical energy through a Rankine cycle. However, after analysing the Spanish electricity market, the distribution of the energy resources available to cover the demand is carried out according to the price per KW/h. This system benefits the energy sources that are available to cover the demand. This system benefits renewable sources, causing the participation of more expensive technologies, such as combined cycles, to decline. Furthermore, given the agreements that have been reached and the targets set for 2030 and 2050 regarding the growth in the share of renewable sources in the energy mix, everything suggests that this situation will become even more evident in the coming years.

Specifically in Spain, CO₂ emissions in 2019 totalled 313.5 million tonnes, of which only 13.5% corresponded to emissions from electricity generation. It seems paradoxical that the global effort to install so-called renewable energy sources, which basically consist of replacing fossil fuel sources of electricity generation with other renewable sources (wind and solar in their different versions), when this sector only represents 13.5% of Spanish emissions. In contrast, there are hardly any research and investment efforts to replace fossil fuels in the rest of the polluting applications. With this scenario, it is unfeasible to achieve the emissions targets set by the European and Spanish authorities.

Gas market

Spain is one of the most advanced countries in the world in the installation of renewable electricity generation plants: solar photovoltaic, solar thermal and wind, with a total installed capacity of 111,040 MW, 69.39% of which is of renewable origin (for the purposes of this analysis, nuclear energy, due to its lack of emissions, has been considered renewable and cogeneration, as it is a highly efficient combined heat and power generation, is also renewable). It should also be noted that the maximum historical peak consumption in Spain is 45,050 MW, which represents only 40% of the total installed capacity and only 58% of the total installed renewable capacity.

If the current situation of electricity generation is very favourable to renewable generation, this situation will be even more favourable with new renewable projects approved or on the waiting list to be installed in Spain, which means that, in a few years, the total installed capacity in Spain will increase by 126% and renewable energy will add up to a total installed capacity of 217,555 MW, 482% of the total historical peak demand in Spain.

Therefore, under these conditions, thinking about using gas from renewable sources to generate electricity and further increase, unnecessarily, the excess installed capacity does not seem to be the most appropriate solution. It should also be borne in mind that most renewable energies (solar and wind) work with very low OPEX compared to those of a plasma gasification plant. In a competitive market, the plasma gasification plant would be unable to offer prices that compete with other much cheaper technologies.

For all these reasons and because of the multitude of projects and renewable sources already dedicated to electricity generation, the option of injecting the gas into natural gas networks is considered more interesting for the project, and is also a good opportunity to study the real usefulness of this option and its profitability and environmental contribution in the medium to long term.

This fact is not unknown to the large energy operators, which, aware of the excess installed capacity for electricity generation, have developed projects aimed at the construction in Spain of two factories for the production of electrolysers, i.e. equipment to generate H₂ from water. Another example is the projects on which the company Naturgy is embarked, which recently reported that it had made the first injection of renewable landfill gas into the general distribution network and set the year 2050 as the deadline for all the gas circulating in its networks to come from renewable sources.

In short, the injection of syngas or pure H₂ into natural gas distribution networks is not only on the agenda of the major gas operators, but has also been studied by GERG models, showing the impact that such an injection would have. From the results presented in it, no complications or dangers are expected in the transport of hydrogen by pipeline, but rather it is considered that in the near future the large European gas networks will transport large quantities of H₂.

In fact, what has been said so far is not only based on theoretical convictions. In 2020, carbon-free H₂ was injected into a British natural gas network for the first time. The injected mixture, with 20% H₂, would supply heat to 100 homes and 30 buildings at Keele University (Staffordshire).

H₂ injection into natural gas networks is the future, and not only for gas operators, but it is already attracting, de facto, significant investment in H₂ generation equipment and improvements to transmission networks. The UK example cited above, although small-scale, demonstrates the technical feasibility of the solution in managing a mix with a 20% H₂ content. However, it should not be forgotten that in the gasification project, the flow of syngas (with 40% H₂) will be negligible compared to the flow of natural gas in the pipeline, altering the H₂ content of the resulting mixture by only a few tenths of a percent.

Green hydrogen is therefore the future predominant energy carrier in the European energy system. Its use in the industrial, residential and transport sectors will definitely contribute to the reduction of CO₂ emissions to near-zero levels.

3. Description of the model/system/tool

After selecting the intended use of the synthesis gas, the location of the plant has to be selected, which has to meet the following requirements:

- a) That the selected location does not have an energy recovery facility nearby.

b) That there is a significant amount of MSW within a radius of no more than 40 km, so as not to increase the cost of transport. In Spain, on average, each citizen generates 470 kg of MSW per year, therefore, the plant must be installed in an area with a radius of 40 km with at least 110,000 inhabitants.

c) That it has large quantities of forestry and/or agricultural waste with no current recovery.

d) The area in which the plant is finally installed must be connected to the national gas pipeline network, in order to avoid having to invest money in transporting the gas to the main gas pipeline line and the syngas can be injected easily from the plant.

In view of these requirements, Castilla y León was finally chosen, as it combines two of the main requirements of the work, which are the combination of solid urban waste and the availability of high rates of recoverable biomass, in addition to the fact that there is still no energy recovery facility in the community. Castilla y León also has several cities with more than 100,000 inhabitants, which ensures a sufficiently large amount of solid urban waste and, in addition, it is the largest autonomous community in Spain, with more than 94,000 km², of which nearly 94% is destined for agricultural and forestry activities.

Specifically, the plant will be installed in the city of León, mainly due to two factors: the availability of a nearby gas pipeline and the number of inhabitants and generation of municipal solid waste in the city (54,000 tonnes of waste were generated in 2019).

Although the detailed plant specification, equipment sizing, general plant drawings, process and instrumentation diagrams and process data sheets will be defined by the company performing the Basic Engineering, a general description of the plant's main equipment and systems is given below with a view to making an estimate of the investment and space requirements and a simple description of the process:

- Lorry fleet and waste storage: There must be sufficient space to store the waste generated by the city of León during the 25 days the plant is shut down, as well as forestry and agricultural waste, taking into account the seasonal nature of these and the months in which they are collected.
- Pretreatment of the waste: The size of the biomass to be introduced into the gasifier must be small enough for the internal reactions to be generated quickly and homogeneously. To ensure this, a hammer mill is installed upstream of the gasifier.
- Gasifier: Element in which the dissociation reactions take place. It must be able to withstand point temperatures of up to 14,000°C.
- Rankine cycle: The syngas leaves the gasifier at a very high temperature, around 950°C, with a high sensible heat that must be valorised. For this purpose, a Rankine cycle will be installed to minimise electricity consumption from the local distribution company and to promote self-consumption.
- Electrofilter: Once the syngas has been cooled to 200°C, the syngas stream is introduced into an electrostatic separator, in which, with an efficiency of 99%, all particles of a size equal to or smaller than 10 microns are eliminated from the gaseous flow.
- Syngas treatment system: After passing through the electrofiltration process, the syngas still carries small quantities of harmful substances, mainly halogenated and sulphurous components, which must be eliminated. For this purpose, a small syngas cleaning plant is installed to remove these substances.
- Gasometer: This installation will allow the syngas to be stored in any circumstance that temporarily prevents the syngas from being injected into the pipeline.

- Compression system and pipeline: Systems that ensure the safe connection and injection of syngas into the national grid.

As established in the project, the quantity of waste for which the plant is to be sized is 225 Tm/day. Below is a table showing the waste treated per day. It is estimated that the plant will be in continuous use for 340 days a year, 24 hours a day.

DATA ON DAILY WASTE TREATED AT THE PLANT

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
RSU (Tm)	4593,92	4224,08	4522,95	4538,47	4802,47	4761,85	4149,85	4097,42	4651,71	4729,63	4766,05	4729,55
RSU al día (Tm)	153,13	140,80	150,77	151,28	160,08	158,73	138,33	136,58	155,06	157,65	158,87	157,65
Biomasa (Tm)	-	-	-	4166,67	4166,67	8333,33	4166,67	4166,67	-	-	-	-
Biomasa al día (Tm)	66,05	78,38	68,41	67,9	59,1	60,45	80,85	82,6	64,12	61,53	60,31	61,53
Biomasa almacenada (Tm)	-	-	-	2129,67	2334,57	6519,83	1660,32	1606,07	-	-	-	-
R al día (Tm)	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18

Source: Own elaboration

In order for the project to go ahead, a large investment is needed, which has been estimated at €120 million. As this is a novel project and aligned with the environmental objectives set by the EU, it is expected that the project can reach the maximum non-repayable grant level, which is 30% of the total project amount. The rest of the money is expected to be provided by the partners (25%) and banks (75%). This financing must have a 4-year grace period, during which no interest is paid and no debt is amortised, and which will cover the period from project start-up to 100% commercial operation. In order to achieve this, investors must have sufficient information to be able to commit to the project and trust that the investment will be returned. To this end, it is essential to ensure all business flows.

In the following table, the main cash flows of the project will be presented schematically:

CASH FLOW SUMMARY			
	Tm/año	€/Tm	€/año
Waste	55.000	175	9.625.000,00
Biomase	25.0000	100	3.750.000,00
Sale Syngas			19.145.940,84
Total Income			32.250.940,84
O&M			7.011.764,71

Overhead costs			1.941.000,00
Staff			365.000,00
Total Expenditure			9.317.764,71
Cash flow			
			23.203.176,13

Source: Own elaboration

As the investment partners do not have sufficient knowledge and structure to be able to undertake the construction of the plant, it has been decided to contract an engineering company to work on behalf of the company. On the other hand, it has been decided to execute the project on a turnkey basis. This contract involves the completion of the project over a period of 4 years and at a fixed price of 117,450,000 €, established before the start of the project.

In order to ensure the profitability of the plant, the analysis of the profit and loss account is not enough. For this reason, two other indicators have also been analysed: the annual cash flow and the payback:

- Cash flow: The plant's cash flow is not expected to be negative at any time during the years in which it has to repay the debt and interest, as it has sufficient liquidity at all times.
- Payback: A payback of 9.6 years has been obtained, which is quite good considering the high initial investment and the number of years the plant can be in operation.

4. Conclusions

It follows from this work that:

- Plasma gasification of waste is a technically and economically viable alternative for the management of municipal solid waste and biomass, and at the same time it is in line with the sustainability objectives of the European Union and the UN.
- The injection of syngas into natural gas networks is a real and future-proof alternative for the promotion of non-electric renewable energies, in a market where there are hardly any renewable and CO₂-free alternatives for gas generation.
- Both plasma gasification and syngas injection into natural gas networks are profitable and attractive alternatives for both government institutions and private investors.

Índice de la memoria

Parte I: Memoria	1
Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Motivación del proyecto.....	1
1.2 Objetivos del proyecto.....	8
Capítulo 2. Sistemas de valorización energética de residuos en España	11
2.1 Introducción.....	11
2.2 Sistemas de valorización energética	11
2.2.1 Vertederos controlados	11
2.2.2 Incineración.....	14
2.2.3 Descomposición anaeróbica.....	15
2.2.4 Pirólisis	17
2.2.5 Gasificación.....	19
2.2.6 Gasificación por plasma.....	20
2.3 Comparativa de eficiencia	22
2.3.1 Tabla resumen.. ..	23
2.3.2 Diagramas de Sankey.....	26
a) Incineración	27
b) Gasificación	28
c) Gasificación por plasma	29
2.4 Conclusiones	30
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	33
3.1 Instalaciones operativas.....	33
3.2 Instalaciones en construcción	35
Capítulo 4. El proceso de gasificación por plasma	39
4.1 El plasma	39
4.2 Tecnología de plasma.....	41
4.2.1 Sistema de plasma tradicional (OMNI CT).....	41
4.2.2 Sistema de plasma mixto (Alter NRG).....	43
4.2.3 Sistema de plasma directo.....	45
4.3 Gasificación por plasma (sistema directo)	46

4.3.1 Etapas del proceso de gasificación por plasma	46
4.3.2 Sistemas y componentes de la planta de gasificación por plasma	52
Capítulo 5. El gas de síntesis.....	59
5.1 Características del gas de síntesis.....	59
5.2 Escoria vitrificada.....	60
5.3 Usos y aplicaciones del gas de síntesis.....	60
5.3.1 Generación eléctrica a través de máquinas térmicas o pilas de combustible.....	61
a) Motores de combustión interna.....	61
b) Turbinas de gas.....	62
c) Pilas de combustible.....	63
5.3.2 Inyección en redes de gas natural.....	67
5.4 Conclusiones y selección del uso final del gas de síntesis	71
5.5 Justificación del uso seleccionado.....	73
5.5.1 Principales emisores de CO ₂	73
5.5.2 Situación de las energías renovables para generación eléctrica en España	75
5.5.3 Situación del gas en España.....	80
5.5.2 Inyección de syngas a la red de gasoductos.....	82
Capítulo 6. Proyecto de demostración	87
6.1 Localización de la planta.....	87
6.2 Residuos aprovechables en la ciudad de León	89
6.2.1 Residuos sólidos urbanos	89
6.2.2 Residuos forestales.....	93
6.2.3 Residuos agrícolas.....	96
6.2.4 Resumen de residuos	100
6.3 Dimensionado de la planta de gasificación por plasma.....	102
Capítulo 7. Descripción general de la planta	105
7.1 Parque de camiones	105
7.2 Parque de almacenamiento de residuos.....	107
a) Silo de almacenamiento de RSU	107
b) Silo de almacenamiento de residuos agrícolas y forestales.....	107
7.3 Pretratamiento de los residuos.....	108
7.4 Gasificador	109
7.5 Ciclo Rankine.....	111

a) Planta de tratamiento de agua.....	112
b) Caldera de recuperación.....	113
c) Turbina de vapor.....	117
d) Condensador a vacío.....	119
e) Torre de refrigeración.....	120
7.6 Electrofiltro	120
7.7 Sistema de tratamiento del syngas.....	122
7.8 Gasómetro o almacenamiento de syngas.....	122
7.9 Sistema de compresión	123
7.10 Gasoducto.....	124
7.11 Subestación eléctrica	125
7.12 Edificios	125
Parte II: Estudio Económico.....	127
Capítulo 1. Estructura financiera del proyecto	129
1.1 Estudio de viabilidad previa	129
1.2 Subvenciones	129
1.3 Búsqueda de socios	130
1.4 Búsqueda de financiación	131
Capítulo 2. Negociación de contratos	133
2.1 Negociación de los contratos de gestión de residuos	134
2.2 Negociación del contrato de venta de gas de síntesis	135
2.3 Ingeniería de la propiedad	137
2.4 Contrato de EPC	138
2.5 Contrato de O&M.....	138
2.6 Gastos generales	140
2.7 Personal propio de la sociedad propiedad de la planta.....	141
Capítulo 3. Cronograma del proyecto.....	143
Capítulo 4. Parámetros económicos	145
4.1 Inversión (CAPEX)	145
4.2 Cuenta de resultados	148
4.3 Cash flow.....	149
4.4 Retorno de la inversión.....	152
Bibliografía ..	155

Índice de figuras

Figura 1. Distribución porcentual del tratamiento final de residuos urbanos por tipo de tratamiento.....	2
Figura 2. Estimación de la biomasa forestal residual susceptible de aprovechamiento actualmente existente. Resumen por Comunidad Autónoma.....	3
Figura 3. Esquema de un vertedero controlado.....	12
Figura 4. Vista de los procesos principales de una planta de incineración controlada de RSU.....	14
Figura 5. Diagrama del proceso de producción de biogás.....	16
Figura 6. Tipología de residuos generados en España.....	17
Figura 7. Esquema del proceso de pirólisis.....	18
Figura 8. Esquema de una planta de gasificación.....	19
Figura 9. Etapas del proceso de gasificación por plasma.....	21
Figura 10. Diagrama de Sankey Incineración.....	27
Figura 11. Diagrama de Sankey Gasificación.....	28
Figura 12. Diagrama de Sankey Gasificación por Plasma.....	29
Figura 13. Planta de Wuhan, China.....	33
Figura 14. Planta de Mihama-Mikata, Japón.....	34
Figura 15. Planta de Cheongsong, Corea del Sur.....	35
Figura 16. Sistema OMNI 200 para la gasificación por plasma.....	36
Figura 17. Proyecto de planta de Morcenx, Francia.....	37
Figura 18. Rango de temperaturas del plasma.....	40
Figura 19. Producción de H ₂ a partir de un Omni200™ GPRS™.....	42
Figura 20. Tecnología de plasma mixto.....	45
Figura 21. Esquema del sistema de neutralización.....	51
Figura 22. Esquema de una vasija del sistema de conversión por plasma.....	53
Figura 23. Perfil de temperaturas en el interior del reactor.....	54
Figura 24. Antorchas para la gasificación por plasma.....	55
Figura 25. Composición del gas de síntesis en función del residuo de entrada [16].....	59

Figura 26. Esquema simplificado de la producción de energía eléctrica, a través de un motor de combustión interna.....	61
Figura 27. Sección de una turbina de gas	62
Figura 28. Esquema de una pila de combustible	63
Figura 29. Evolución en España de fuentes de energía renovable	65
Figura 30. Comparativa mix energético 2020 (izq.) y 2019.....	66
Figura 31. Distribución red de gas natural en España	69
Figura 32. Evolución anual de la demanda de gas natural	70
Figura 33. Emisiones globales de CO2	74
Figura 34. Potencia instalada en España en 2021	76
Figura 35. Mix generación eléctrica (1 enero-24 junio 2021).....	77
Figura 36. Emisiones de CO2 de fuentes no renovables	78
Figura 37. Red española de hidroductos prevista para 2040	85
Figura 38. Mapa de producción potencial de biomasa residual agrícola en Castilla y León	95
Figura 39. Silo de almacenamiento de residuos	108
Figura 40. Grúa pulpo.....	108
Figura 41. Molino de martillos	109
Figura 42. Esquema de tratamiento de agua para calderas.....	112
Figura 43. Parámetros agua	113
Figura 44. Calderas industriales y generadores de vapor con recuperación de calor	115
Figura 45. Tubos aleteados.....	115
Figura 46. Calderín de vapor	116
Figura 47. Turbina de vapor	118
Figura 48. Condensador a vacío	119
Figura 49. Torre de refrigeración	120
Figura 50. Electrofiltro seco	121
Figura 51. Lavado de Scrubber	121
Figura 52. Filtro HEPA	122

Índice de tablas

Tabla 1. Generación de biomasa en actividades forestales y agrícolas	4
Tabla 2. Resumen de tecnologías de valorización de residuos	22
Tabla 3. Composición del gas de síntesis	51
Tabla 4. Evolución de la producción de residuos en León	91
Tabla 5. Composición de los RSU en León.....	92
Tabla 6. Resumen de superficies por grupos de cultivos herbáceos en León (ha)	94
Tabla 7. Resumen de superficies por grupos de cultivos leñosos en León (ha)	94
Tabla 8. Biomasa agrícola disponible en la provincia de León.....	96
Tabla 9. Superficie forestal afectada por incendios en Castilla y León desde 2009 a 2018	97
Tabla 10. Superficie y titularidad de las zonas forestales en Castilla y León	98
Tabla 11. Existencias de biomasa en Castilla y León	99
Tabla 12. Valorización de algunos productos no maderables del bosque de Castilla y León	99
Tabla 13. Resumen de residuos de entrada diaria en la planta de gasificación por plasma	101
Tabla 14. Datos de residuos diarios tratados en planta	103
Tabla 15. Resumen de la inversión.....	125
Tabla 16. Resumen de flujo de dinero	128
Tabla 17. Resumen de O&M.....	134
Tabla 18. Resumen de gastos generales	135
Tabla 19. Resumen de gastos personal	136
Tabla 20. Planificación y puesta en funcionamiento de la planta	137
Tabla 21. Resumen de Inversión (CAPEX)	141
Tabla 22. Cuenta de resultados.....	143
Tabla 23. Cash flow.....	145
Tabla 24. Cash flow anual	147

Parte I MEMORIA

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En España existe un problema creciente con respecto a la gestión de residuos. La industrialización, el crecimiento de los núcleos urbanos y el aumento de la población han provocado un aumento exponencial de la cantidad y variedad de residuos generados, lo que conlleva una mayor atención en cuanto a su separación y tratamiento. Actualmente de media en España una persona genera alrededor de 470 kg de residuos sólidos urbanos al año, lo que implica que en total en España se han de tratar más de 22 millones de toneladas de residuos urbanos al año. Esta cantidad de residuos suponen a su vez una gran fuente de energía que, en la actualidad, en gran medida, no está siendo aprovechada y una emisión incontrolada de gas metano por la descomposición de la fracción orgánica. Es por ello necesario la implantación de un método que permita un mejor aprovechamiento energético de estos y que sea igualmente sostenible y económicamente viable.

Del total de residuos generados en España en 2018, último año del que se tienen datos, un 53,61% acabó en vertederos, un 11,6% fue incinerado y un 34,79% fue reciclado (ver Figura 1.), cifra que se encuentra muy alejada del 55% que estipula Unión Europea a alcanzar en 2025 para el reciclado de residuos.

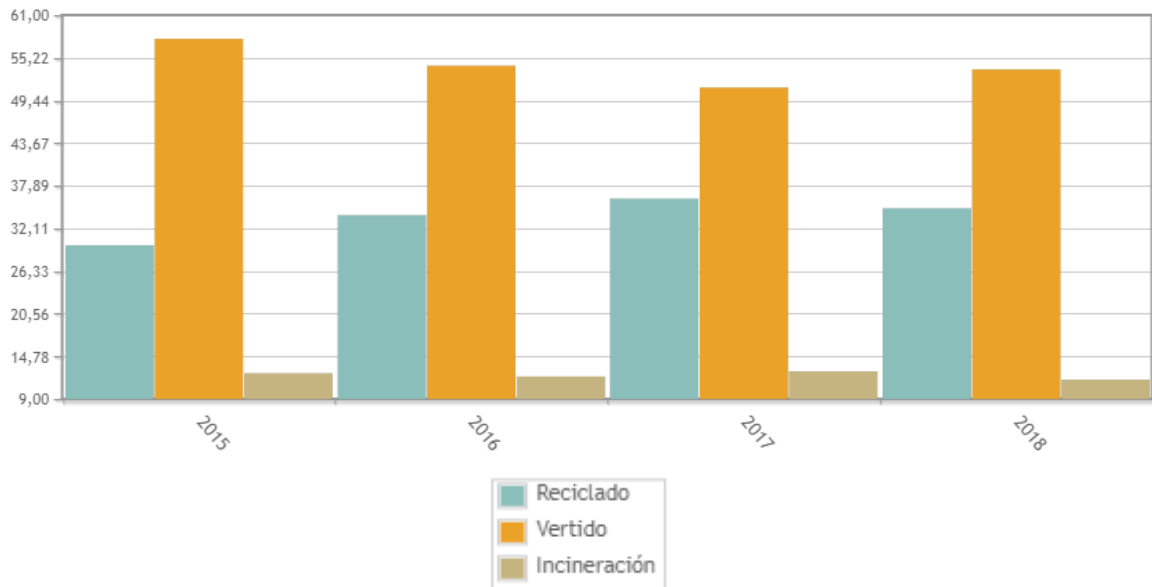


Figura 1. Distribución porcentual del tratamiento final de residuos urbanos por tipo de tratamiento (Instituto Nacional de Estadística (INE), 2019)

Los vertederos controlados son la técnica más habitual de gestión de residuos en España. Sin embargo, presentan una serie de inconvenientes que ponen en duda su adecuación para la gestión de residuos. Entre sus principales problemas cabe destacar dos: las emisiones de gases contaminantes y el control y peligrosidad de los lixiviados. Según un reciente estudio de La Asociación Internacional de Residuos Sólidos (ISWA) un 4% de las emisiones globales de efecto invernadero se generan de la gestión de los residuos. El problema radica en que, si el biogás generado en los vertederos no se capta y aprovecha, entre otras alternativas para su introducción en redes de gas natural o su utilización en motogeneradores o turbinas para la producción de energía eléctrica, este se acaba emitiendo a la atmósfera. En España este problema es especialmente acuciante, ya que, de los 116 vertederos, 34 (30%) no cuentan con un sistema de valorización energética. A todo ello hay que añadir que las últimas propuestas legislativas aprobadas por la Unión Europea abogan por un avance hacia la economía circular, recogiendo entre sus puntos la limitación en el uso de los vertederos y estableciendo que para el año 2035, únicamente el 10% de los residuos sólidos urbanos puedan ser llevados a estos. (Parlamento Europeo, 2018)

La incineración se presenta como una alternativa a los vertederos controlados, altamente extendida entre los países del norte donde su presencia es cercana al 50%, frente al 12% español. El empleo de esta tecnología permite reducir tanto el peso como el volumen de los residuos en un 75% y 90% respectivamente, además de poder obtener energía. Esta tecnología ha sido duramente criticada desde el punto de vista medioambiental por la formación y emisión de dioxinas y furanos durante el proceso de combustión.

Por otro lado, en España anualmente se generan alrededor de 27 millones de toneladas de residuos procedentes de la actividad agrícola, de los cuales más del 50% se generan de la poda de árboles frutales, cultivos de vid, olivo y cereales. A todo ello se ha de añadir los residuos forestales, los cuales, incluyendo los residuos de la industria de transformación de la madera, corresponden a unos 5,1 millones de toneladas anuales. Esta cifra, sin embargo, podría incrementarse en casi un triple si se tuvieran en cuenta los residuos potenciales, es decir, los residuos que se obtendrían si los bosques fueran limpiados con una periodicidad de 10 años. Por todo ello, los residuos forestales y agrícolas acumulan una serie de características que los pueden convertir en un recurso energético competitivo en el mercado de las energías renovables, y dejar de ser considerados, como hasta ahora, subproductos o residuos poco útiles. (Secretaría de Estado de Medio Rural y Agua, 2010)



Comunidad Autónoma	Biomasa forestal residual total existente (toneladas)
CASTILLA-LA MANCHA	36.196.443
CASTILLA Y LEÓN	35.003.016
ANDALUCÍA	24.591.396
CATALUÑA	20.144.623
GALICIA	17.711.779
ARAGÓN	15.526.370
EXTREMADURA	15.394.875
NAVARRA	9.382.329
C. VALENCIANA	5.369.995
PAÍS VASCO	5.368.037
ASTURIAS	4.611.248
MADRID	3.228.881
LA RIOJA	2.385.477
CANTABRIA	2.262.123
BALEARES	1.474.761
MURCIA	1.316.221
CANARIAS	135.469
Total	200.103.041

Figura 2. Estimación de la biomasa forestal residual susceptible de aprovechamiento actualmente existente.
Resumen por Comunidad Autónoma (Secretaría de Estado de Medio Rural y Agua, 2010)

Además, una ineficiente o inexistente gestión de este tipo de residuos puede provocar un progresivo deterioro del entorno, pudiendo llegar en última instancia a constituir un problema medioambiental. La quema incontrolada de estos residuos provoca la emisión de gases contaminantes y toxinas a la atmósfera, su abandono puede provocar incendios o atraer roedores e insectos, generando plagas, y el vertido de residuos fitosanitarios, al igual que en los vertederos, puede contaminar los suelos, aguas superficiales y acuíferos. Por tanto, el aprovechamiento energético de estos residuos juega un papel doble y de vital importancia: su uso reduce las emisiones globales de CO₂ y puede ser empleado para la generación de energía y/o biocombustibles.

GENERACIÓN DE BIOMASA EN ACTIVIDADES FORESTALES Y AGRÍCOLAS				
Recurso	Proceso regenerador		Residuos	Destino
Residuos forestales	Tratamientos selvícolas (entresacas, clareos, podas)		Pies no maderables, ramas, matorrales...	Combustibles
	Cortas de pies maderables		Copas, ramas, rabebrón...	Combustibles, industrias de la madera
	Podas de cultivos leñosos		Restos de podas, ramas, ramones	Alimentación animal, combustibles fertilizantes
Residuos agrícolas		Industriales (algodón, tabaco, oleaginosas...)	Plantas verdes, tallos, otros restos...	Alimentación animal, combustibles fertilizantes
	Restos de cultivos herbáceos	Cereales de invierno (trigo, cebada...)	Pajas	Alimentación animal, camas de ganado, combustibles
		Cereales de primavera (maíz, sorgo...)	Tallos, zuros, cascarillas	Alimentación animal, combustibles

Fuente: La Enciclopedia del Medio Ambiente Urbano

Tabla 1. Generación de biomasa en actividades forestales y agrícolas (Ambientum, n.d.)

A todo ello hay que añadir que la promoción de la biomasa como recurso energético proporciona otra serie de ventajas:

- Favorece la reforestación, aumentando de este modo la cantidad de CO₂ absorbido.
- Una parte de las zonas desforestadas se podrían restituir como cultivos forestales.

- Contribuye al crecimiento económico de la zona, generando empleo en el medio rural.
- Beneficia la generación de energías renovables, disminuyéndose de este modo la dependencia de combustibles fósiles.

La transformación de los residuos agrícolas y forestales en energía se puede llevar a cabo por medio de diferentes procesos, en función del tipo de biomasa que se esté tratando y el uso final que se le quiera dar a la energía producida. Por lo general, la biomasa residual seca se suele valorizar en procesos de combustión o gasificación, mientras que la biomasa residual húmeda es mayormente procesada en la pirólisis. Esta transformación de la biomasa puede producir diferentes energías:

- **Energía térmica:** Es la aplicación más extendida para la biomasa natural. El poder calorífico de estos residuos hace que se pueda obtener 1kg de combustible por cada 2,5-3,5kg de biomasa. Se divide en dos grandes grupos:
 - **Biogás o syngas:** Destinados a procesos industriales o para calefacciones de uso doméstico.
 - **Biocombustibles:** Alternativa a los combustibles fósiles. Destinados a motores de combustión, convirtiéndose en energía mecánica.
- **Energía eléctrica:** Combustión de los residuos en una caldera, donde se genera vapor que hace girar una turbina y esta, un alternador, produciéndose energía eléctrica.

Asimismo, con este proyecto también se pretende contribuir a alcanzar los objetivos que la U.E. ha propuesto en materia de tratamiento de residuos en las últimas directivas que ha aprobado, entre las que cabe destacar la Directiva de la UE 2008/2001. Entre sus objetivos destaca su plan de acción de cara a impulsar la economía circular que favorecerá la competitividad de la U.E. al generar nuevas oportunidades de negocio, a la vez que se desarrollan formas más eficientes de producir y consumir. Las propuestas legislativas que la U.E. ha adoptado en materia de residuos incluyen objetivos a medio-largo plazo para la reducción de depósitos en vertederos y aumentar la reutilización de residuos municipales,

fomentando las inversiones en gestión de residuos (Comisión Europea, 2015). Además, para que los niveles de reciclado alcancen una calidad elevada, es necesario mejorar la recogida y la clasificación de los residuos.

En cuanto a la recuperación energética de los residuos la Comisión Europea dispone lo siguiente:

Cuando no se pueden evitar o reciclar los residuos, en la mayoría de los casos y tanto desde el punto de vista medioambiental como económico, es preferible recuperar su contenido energético en vez de depositarlos en vertederos. Por consiguiente, «la transformación de residuos en energía» puede desempeñar un papel útil y crear sinergias con la política climática y energética de la UE, siempre que esté guiada por los principios de la jerarquía de residuos de la UE (Comisión Europea, 2015).

De este párrafo se puede extraer como la UE apuesta de manera fuerte por la valorización de residuos, en contraposición a los vertederos, y de cómo la valorización de estos se encuentra estrechamente alineada con su política medioambiental.

A todo lo comentado hasta ahora hay que añadir que la promoción pública de las energías renovables lleva siendo una prioridad de la Unión Europea desde principios del siglo XXI, con el objetivo principal de combatir el cambio climático y promover el autoabastecimiento energético, mitigando de esta forma la dependencia energética exterior. Dicho objetivo ha sido concretado en la aprobación de diversas directivas comunitarias en la materia¹ (siendo de especial interés la Directiva (UE) 2018/2001), las cuales tienen por objeto: establecer un objetivo vinculante para la UE sobre sus cuotas en la combinación energética para 2030 (fijando un mínimo del 32% para la energía procedente de fuentes renovables), regular el autoconsumo (hasta ahora era decisión propia de cada estado) y establecer un conjunto

¹ Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Refunde y deroga la legislación anterior (Directiva 2009/28/CE, Directiva (UE) 2015/1513 y Directiva 2013/18/UE del Consejo).

común de normas para el uso de renovables en electricidad, calefacción, refrigeración y transporte dentro de la UE (Parlamento Europeo, 2018). A lo largo de esta directiva, también se realizan menciones importantes a la transición hacia los biocarburantes y la biomasa, sobre la cual establece:

Cuando elaboren sistemas de apoyo a las fuentes de energía renovables, los Estados miembros deben considerar la biomasa disponible para un abastecimiento sostenible y tener debidamente en cuenta los principios de la economía circular y de la jerarquía de residuos establecidos en la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo², con el fin de evitar distorsiones innecesarias de los mercados de materias primas. La prevención y el reciclado de residuos deben ser la opción prioritaria. Los Estados miembros deben evitar la creación de sistemas de apoyo que sean incompatibles con los objetivos del tratamiento de los residuos o que puedan redundar en un uso ineficiente de los residuos reciclables (Parlamento Europeo, 2018).

Todas estas directivas y propuestas legislativas de la UE caminan en paralelo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) propuestos por la ONU para alcanzar en el año 2030, y que pretenden dar continuidad a los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM). A lo largo de los 17 objetivos se nombran aspectos como: acceso a energía asequible, crecimiento económico sostenido, promoción de la industrialización y ciudades sostenibles, combate del cambio climático o protección y promoción del uso sostenible de los ecosistemas terrestres.

De todo lo comentado anteriormente, se puede deducir que el tratamiento y gestión de residuos ha pasado a ser tarea prioritaria para cualquier país, incluido España, viéndose fuertemente fomentado y regulado tanto por la UE como por la ONU. Sistemas actuales de

² Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas (DO L 312 de 22.11.2008, p. 3).

tratamiento de residuos urbanos, especialmente los vertederos controlados, han sido duramente criticados desde el punto de vista ambiental, así como desde su poca eficiencia energética y han pasado a ser calificadas como alternativas inadecuadas para afrontar estos nuevos retos. Además, la gestión de los residuos agrícolas y forestales ha pasado a ser una necesidad de vital importancia, ya que actualmente supone una gran cantidad de energía desaprovechada, y la inadecuada gestión de estos puede suponer gran cantidad de problemas (incendios, emisiones de gases contaminantes ...). Por todo ello, el objetivo final de este proyecto es desarrollar una solución a la gestión de los residuos biomásicos agrícolas, forestales y urbanos de una manera consistente con la legislación vigente y energéticamente eficiente, a la vez que, económicamente viable. Para ello, previamente se realizará un estudio inicial de los sistemas actuales de valoración de residuos, de manera que se pueda seleccionar el proceso que se adecúe de mejor forma a los objetivos que se persiguen con el proyecto, los cuales se presentan a continuación.

1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos primordiales del proyecto son:

- Análisis de las diversas alternativas de valorización de residuos (incineración, procesos anaeróbicos, pirólisis, gasificación...) y determinación de la tecnología más adecuada en función de la naturaleza de los residuos a gestionar, su cantidad, la eficiencia energética de cada alternativa y su calidad medioambiental.
- En el caso de que la valorización se produzca mediante la obtención de un combustible intermedio, analizar el mejor uso de ese combustible siguiendo criterios de viabilidad técnico-económicos. Para ello habría que tener en cuenta los siguientes puntos:
 - Generación eléctrica:
 - El precio de la electricidad
 - Sistema de adjudicación de capacidad por subastas
 - El precio del pool

- Saturación de renovables en el sistema eléctrico español (Potencia renovable instalada vs. Demanda; % generación eléctrica renovable en España; etc.)
- Inyección de gas a gasoducto:
 - Biocombustible gaseoso
 - Capacidad de sustitución de combustibles fósiles
 - Mayor estabilidad de precios
- Análisis de la viabilidad técnica y económica de la tecnología elegida mediante el estudio técnico-económico de un proyecto de planta, en el que se analizarán los costes de inversión y explotación de la planta.
- Estudio del mercado potencial de la tecnología.

Capítulo 2. SISTEMAS DE VALORACIÓN ENERGÉTICA DE RESIDUOS EN ESPAÑA

2.1. INTRODUCCIÓN

La Directiva 2008/98/CE sobre los residuos, define la valorización de residuos como “cualquier operación cuyo resultado principal sea que el residuo sirva a una finalidad útil al sustituir a otros materiales que de otro modo se habrían utilizado para cumplir una función particular, o que el residuo sea preparado para cumplir esa función, en la instalación o en la economía en general”. De forma más restrictiva, la valorización energética de residuos estaría orientada a que la finalidad útil de la valorización sea la obtención de energía de los residuos. Esta energía puede ser tanto eléctrica como térmica. A continuación, se pasa a describir los principales sistemas de valorización energética de residuos.

2.2. SISTEMAS DE VALORIZACIÓN ENERGÉTICA

Los principales sistema de valorización energética.

2.2.1. Vertederos controlados

En España es la técnica más frecuente de tratamiento de residuos.

Los vertederos o depósitos controlados son instalaciones de almacenamiento de residuos en superficie o subterráneos por tiempo indefinido. Estos se van agrupando en pequeñas celdas³, las cuales se van separando por un recubrimiento de arcilla y geomembranas que aseguran la impermeabilidad de la capa. Entre sus principales inconvenientes cabe destacar dos: el control de los lixiviados y la durabilidad limitada que tienen los vertederos.

³ Volumen de residuos depositado en un periodo de operación y cubierto

- Control de los lixiviados: Uno de los principales problemas que se presenta en los vertederos es la generación y percolación de lixiviados, pudiendo llegar a contaminar aguas superficiales y subterráneas. La generación de estos depende de la naturaleza de los residuos, así como de su contenido en humedad y grado de compactación.
- Vida útil y clausura del vertedero: La durabilidad de los vertederos supone uno de sus principales inconvenientes, ya que estos pueden albergar una cantidad determinada de residuos, antes de que deban ser sellados. La vida útil de los vertederos se suele situar en torno a los 25 años. Sin embargo, tras su clausura estos se deben seguir vigilando durante un período de 30 a 50 años, para asegurarse que los sistemas de control de gases y lixiviados funcionan correctamente y no se producen fugas.

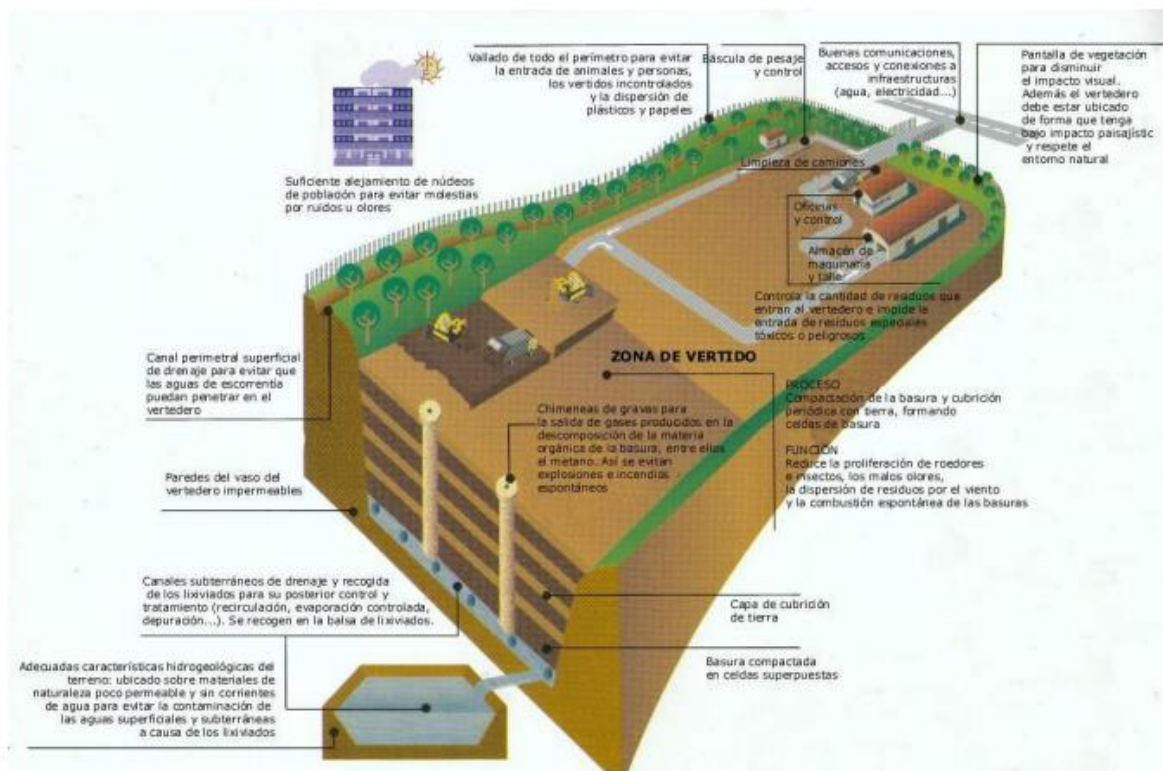


Figura 3. Esquema de un vertedero controlado (Vertederos Controlados, n.d.)

El Real Decreto 1481/2001 que regula la eliminación de residuos en vertederos, clasifica estos en función de la tipología de residuos que se vayan a depositar, siendo fundamental para su clasificación, la concentración de contaminantes, la lixiviabilidad y la ecotoxicidad de los lixiviados y pudiendo estos ir a vertederos de residuos inertes⁴, vertederos de residuos no peligrosos o vertederos de residuos peligrosos. Anualmente, de media en España, acaban en vertederos más de 11 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos.

Por otro lado, el biogás generado de la descomposición de los residuos tiene diversos aprovechamientos energéticos, entre los que cabe destacar la combustión en motogeneradores o en turbinas de gas para la generación de electricidad. Los motogeneradores presentan la ventaja de que el vertido de la energía generada a la red eléctrica se realiza de manera sencilla y que presentan la posibilidad de aprovechamiento térmico, sin embargo, requieren un alto contenido en CH₄ (mayor del 40%), el coste del mantenimiento es elevado y el rendimiento eléctrico alcanzado se sitúa, alrededor del 44% con una potencia eléctrica de hasta 2000 kW en motores especialmente diseñados para este tipo de combustible. En cambio, las turbinas de gas no requieren una concentración tan elevada de CH₄ (menor del 35%), los costes de mantenimiento son menores y se alcanza un mayor potencia eléctrica, sin embargo, su rendimiento es algo inferior que el de los motogeneradores (en torno al 38%).

Como ya se ha comentado anteriormente la UE aboga por una limitación del uso de vertederos y la selección de otros procesos de valorización energética más eficientes y menos dañinos con el medio ambiente. Por todo ello, se puede concluir que esta tecnología no se encuentra alineada con los O.D.S. ni cumple con los requisitos que se buscan en el proyecto.

⁴ «Residuos inertes»: aquellos residuos no peligrosos que no experimentan transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas. (*Real Decreto 1481/2001 de 27 de Diciembre, 2001*)

2.2.2. Incineración

Desde hace varias décadas, gran parte de los países industrializados con alta densidad de población han empleado la incineración como tecnología alternativa a los vertederos controlados. Esta tecnología puede definirse como un proceso que permite la transformación de los residuos sólidos urbanos en gases de combustión, escorias y cenizas reduciéndose tanto el peso como el volumen de los residuos en un 75% y 90% respectivamente, además de poder obtener energía. Anualmente en España se incineran aproximadamente 2,55 millones de toneladas de residuos, cifra muy inferior a la cantidad enviada a vertederos.

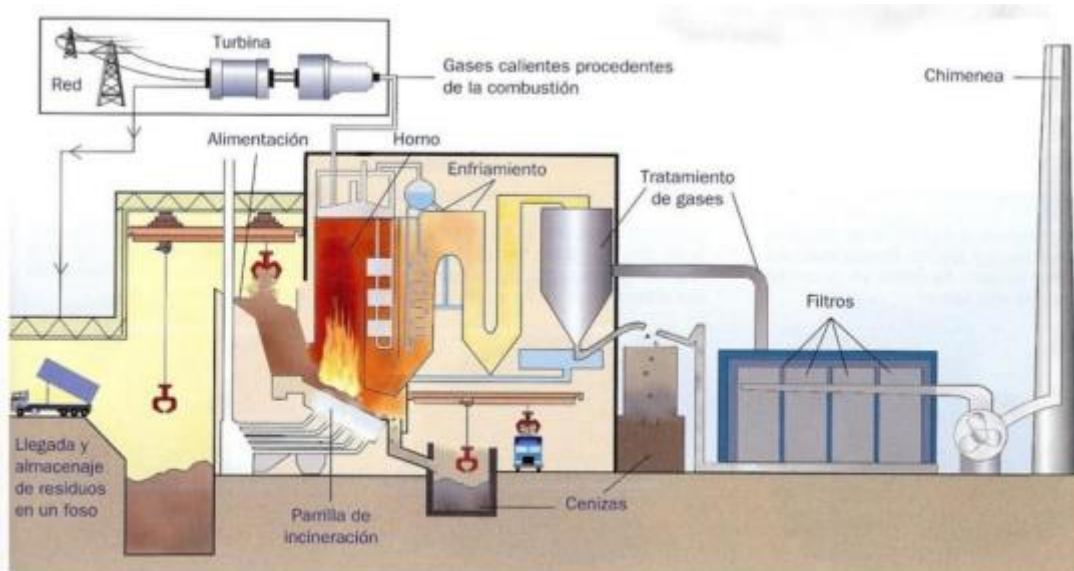


Figura 4. Vista de los procesos principales de una planta de incineración controlada de RSU (TEMA 2. Materiales Plásticos y Textiles. , n.d.)

Esta tecnología ha sido duramente criticada desde el punto de vista medioambiental por la formación y emisión de dioxinas y furanos durante el proceso de combustión. Todo ello ha llevado a endurecer las normativas en torno a las emisiones de las incineradoras y al desarrollo de nuevas aplicaciones para el sistema de combustión y depuración de gases. Por ello, actualmente para asegurar la eliminación de dioxinas y furanos, que puedan escapar con los gases de combustión, se somete a estos a un proceso adicional. En dicho proceso, la

temperatura postcombustión se debe mantener superior a los 850°C durante 2 segundos con una concentración de O₂ por encima del 6%. Sin embargo, es posible que estos contaminantes se vuelvan a formar, estas dioxinas ex novo se producen a temperaturas que oscilan entre 200°C y 400°C, cuando existe una fuente de carbono y partículas metálicas. Es por ello fundamental, para disminuir la probabilidad de su formación, una buena combustión y una bajada rápida de la temperatura de 400°C a 200°C, para que el tiempo dentro de este intervalo sea el menor posible. A pesar de todo, es de esperar su formación en cantidades superiores a 0,1 ng/Nm³ (límite para este tipo de contaminantes), por lo que el sistema de depuración de gases deberá llevar incorporado un sistema que garantice que las emisiones se encuentran por debajo de este límite (Romero Salvador, n.d.). Otras desventajas que presenta esta tecnología frente a otras alternativas de valorización energética son su mayor consumo de energía y los elevados costes de inversión.

Tras el tratamiento térmico, los gases provenientes de la combustión se introducen en una caldera de recuperación, donde se genera vapor de agua, por medio del cual se impulsa una turbina de vapor, la cual genera energía eléctrica. En ocasiones se combinan con turbinas de gas para mejorar el rendimiento energético de la planta.

2.2.3. Digestión anaerobia

La digestión anaerobia se trata de un proceso biológico en el que la materia orgánica es degradada de forma natural por la acción de microorganismos en ausencia de O₂. Este proceso genera biogás, el cual puede ser empleado como fuente de energía, y un residuo orgánico, cuya labor suele ser la de fertilizante. En la actualidad, los sistemas de digestión anaerobia se caracterizan por la alimentación regular del digestor. Como resultado del proceso se obtiene una cantidad constante de biogás, la cual es almacenada en un gasómetro. Previo a su utilización como combustible el biogás debe ser filtrado y depurado.

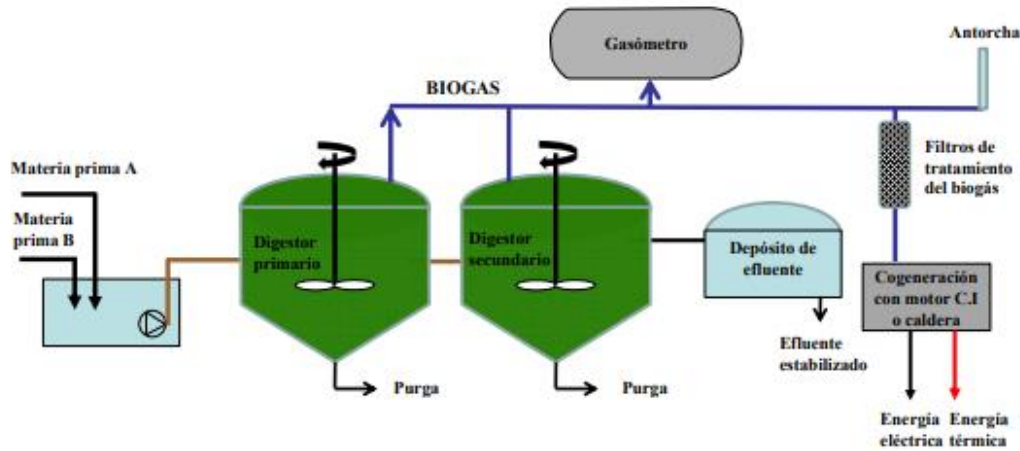


Figura 5. Diagrama del proceso de producción de biogás. (Estevan y Virginia, n.d.)

Esta tecnología se encuentra muy extendida en las zonas rurales por el aprovechamiento que se le puede dar a los residuos generados de la agricultura y ganadería. La eliminación de estos permite la valorización de un residuos difícilmente eliminable y la estabilización de la materia orgánica. Sin embargo, es un proceso que requiere de elevada cantidad de energía para calentar y mantener la temperatura en el rango de funcionamiento (Estevan y Virginia, n.d.).

El biogás generado tiene diversas utilidades, entre las que cabe destacar: aprovechamiento en sistemas de cogeneración, generándose electricidad a la vez que se recupera el calor residual, utilización en calderas para la generación de vapor o uso para la producción de energía térmica.

Si se analiza la tipología de residuos generados en España se puede observar que únicamente un 44% de estos son orgánicos (ver Figura 5). Si además a todo ello se añade el hecho de que en el proyecto se persigue también el tratamiento de residuos forestales y que el volumen de residuos a tratar es considerable, se llega a la conclusión que este tipo de plantas no son las más adecuadas para el fin del proyecto.



Figura 6. Tipología de residuos generados en España (Generación de Energía a Partir de La Basura ¿Energía 100% Limpia?, 2014)

2.2.4. Pirólisis

Se trata de un procedimiento mediante el cual se produce la degradación térmica de los residuos en ausencia de oxígeno. El proceso es llevado a cabo a temperaturas entre los 500 y 900°, obteniéndose un gas de síntesis, formado principalmente de hidrógeno, monóxido de carbono y metano, con un alto poder calorífico, normalmente entre 5 y 15 MJ/m³ si es a base de residuos sólidos urbanos y entre 15 y 30 MJ/m³ si se utiliza combustible sólido recuperado, aunque parte de la energía obtenida del syngas debe ser empleada en el propio proceso de pirólisis. Además del gas de síntesis, también se obtiene del proceso, coque, un sólido formado de carbono, que posteriormente ha de ser incinerado de forma paralela al propio proceso de incineración.

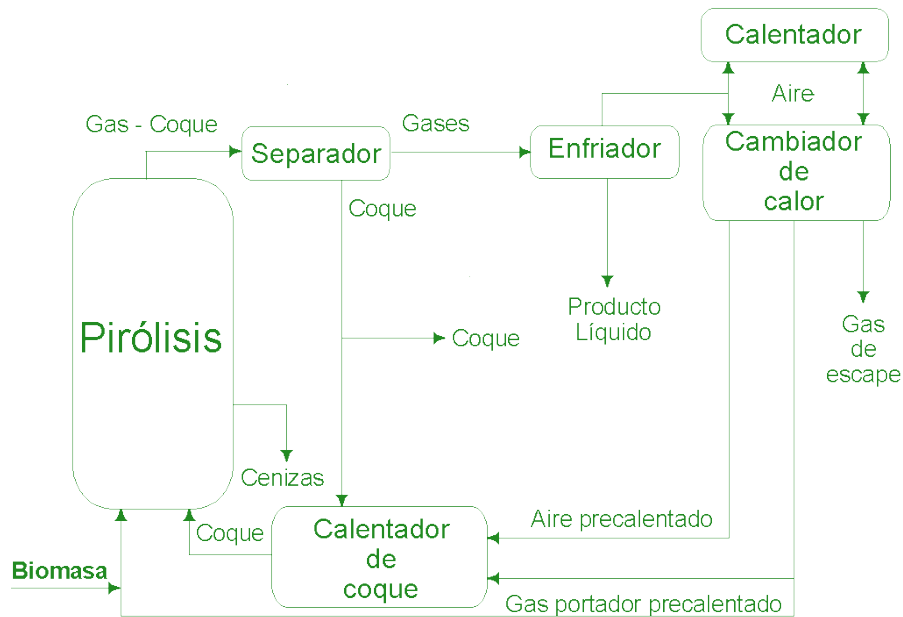


Figura 7. Esquema del proceso de pirólisis (Jarabo, n.d.)

Los residuos empleados durante el proceso son materiales orgánicos y materiales inorgánicos como neumáticos y residuos plásticos. A pesar de todo, actualmente la utilización de la pirólisis está menos desarrollada que la gasificación. Los ejemplos exitosos de esta tecnología suelen ser aquellas plantas que emplean una alimentación homogénea, compuesta habitualmente de neumáticos, madera o residuos de plástico. En los últimos tiempos, el número de plantas de este tipo está decreciendo en Europa, a pesar de que en países como Reino Unido o España su utilización sea tendencia actual.

Los residuos líquidos y gaseosos pueden ser aprovechados posteriormente para la generación de energía eléctrica, a partir de su combustión en un ciclo Rankine. Por otra parte, las escorias sólidas pueden emplearse como combustible en diversas instalaciones industriales, por ejemplo, en una planta cementera. Con el empleo de la pirólisis se puede llegar a valorizar el 60-70% de los residuos sólidos urbanos.

2.2.5. Gasificación

La gasificación consiste en un proceso térmico que somete a los residuos a temperaturas por encima de los 750°C en un ambiente sin apenas presencia de O₂ para evitar una combustión inmediata de la materia. El proceso se sustenta por el calor obtenido de la combustión parcial de los residuos. Como resultado del proceso se obtiene un gas de síntesis, con poder calorífico inferior al de la pirólisis, compuesto principalmente de hidrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos ligeros, el cual varía en su composición en función de los residuos empleados y las condiciones de operación. Como resultado del proceso también se generan alquitranes (inferiores al proceso de pirólisis) y cenizas, los cuales posteriormente han de ser incinerados.

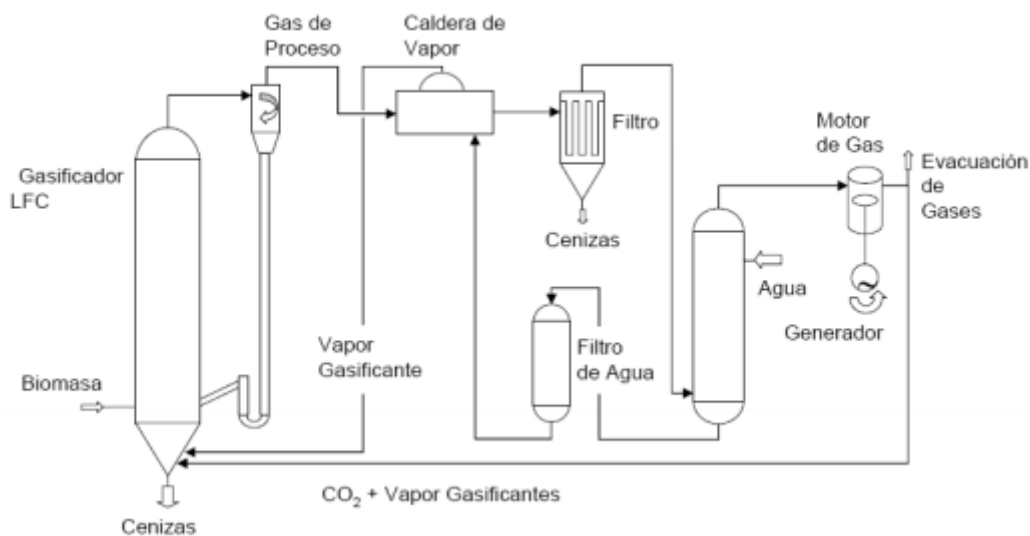


Figura 8. Esquema de una planta de gasificación (Gasificación, n.d.)

La gasificación requiere de un pretratamiento exigente y solo puede tratar aquellos residuos que cumplan las siguientes características: mínima presencia de residuos inertes y muy húmedos, el tamaño de partícula se encuentre comprendido entre los 80 y 300 mm, suficiente presencia de carbono para que se puedan producir las reacciones del proceso, la ausencia de sustancias peligrosas y a ser posible un alto PCI.

A igual que sucede con la pirólisis, las plantas de gasificación con mejor funcionamiento suelen ser aquellas que emplean una corriente de desechos homogénea. Existe también un uso limitado de restos agrícolas o industriales.

El gas de síntesis tras un proceso de limpieza tiene diversas aplicaciones, puede ser empleado para la generación de energía eléctrica en motores de combustión o microturbinas, puede ser transformado en un combustible sustitutivo del gasoil o incluso inyectado en redes de gas natural (con un proceso previo de separación del CO₂ y los restos de O₂).

Por último, hay que destacar de esta tecnología que su uso no contribuye al efecto invernadero y que no emite ni contaminantes sulfurados ni nitrogenados. Sin embargo, sí se produce alquitrán, sustancia cancerígena, y los sistemas deben estar perfectamente sellados para evitar la fuga de gases. Además, los residuos requieren un acondicionamiento previo a su utilización y el rendimiento energético es inferior al de los combustibles fósiles.

2.2.6. Gasificación por plasma

La gasificación por plasma o gasificación por arco de plasma (PAG), es una tecnología de tratamiento de residuos que haciendo uso de una combinación de electricidad y altas temperaturas permite la completa disociación de la materia orgánica convirtiendo los residuos municipales en subproductos utilizables sin hacer uso de la combustión. Al contrario que en las incineradoras en las plantas de gasificación por plasma no se queman residuos. En su lugar, se transforman en un gas que todavía contiene toda su energía química y térmica y en una escoria vitrificada. Todo esto se puede producir debido a las altas temperaturas que se alcanzan durante el proceso, alrededor de los 5000°C, que permiten la disociación molecular. Algunas informaciones, incluso llegan a comentar que las temperaturas en la columna del arco pueden alcanzar más de 14.000 °C (Hosansky, n.d.). Expuestos a tales temperaturas, se permite que estos superen los 2700°C, barrera a partir de la cual comienza la disociación molecular. De esta forma se garantiza la descomposición de los residuos en sus componentes fundamentales (principalmente H₂ y CO) y una escoria vitrificada, libre de dioxinas y furanos. Además, debido a las altas temperaturas de operación

se permite la introducción de distintos tipos de residuos (urbanos, agrícolas o forestales) sin la necesidad de tener que diseñar procesos específicos de tratamiento para cada uno de ellos. A pesar de ello, la composición del flujo de residuos puede afectar a la eficacia del procedimiento de gasificación, ya que los residuos con alto contenido en materiales inorgánicos, como los metales y los residuos de la construcción, producen menos gas de síntesis y más escoria. Por este motivo, en algunos casos puede ser conveniente una clasificación previa del flujo de residuos. Además, si los residuos se pueden triturar antes de entrar en la cámara de gasificación, se mejorará la eficiencia del proceso.



Figura 9. Etapas del proceso de gasificación por plasma (Valenciano López, 2015)

Los materiales de desecho, incluidos los plásticos, contienen grandes cantidades de hidrógeno y monóxido de carbono, y la tasa de conversión de esos materiales en syngas puede superar el 99%. Antes de poder utilizar el gas de síntesis para producir energía, hay que limpiarlo de materiales nocivos, como el cloruro de hidrógeno. El gas de síntesis obtenido de la disociación de la materia orgánica, tras un proceso de depuración tiene múltiples utilidades, una parte se destina a la planta de gasificación por arco de plasma y el resto habitualmente se transforma en energía eléctrica a través de las pilas de combustible. Sin embargo, también se pueden emplear para alimentar vehículos de hidrógeno (tecnología que actualmente se encuentra en fase de desarrollo) o inyectarlo en redes de gas natural. La escoria, que es un residuo sólido parecido a la obsidiana, puede limpiarse de contaminantes,

incluidos los metales pesados como el mercurio y el cadmio, y transformarse en ladrillos y grava sintética.

Esta tecnología facilita la creación y aplicación de un programa de reciclado, a partir del cual producir energía renovable, eliminándose por tanto la necesidad de enviar residuos a los vertederos controlados. Además, se trata de un recurso respetuoso con el medioambiente, ya que es un proceso libre de cenizas y emisiones y los subproductos generados no son tóxicos. A pesar de ello, grupos de ecologistas sostienen que el gas de síntesis producido, si se quema para obtener energía sin un tratamiento adecuado, podría emitir ácidos tóxicos, dioxinas y otros contaminantes, y la escoria podría retener altos niveles de mercurio y otros materiales peligrosos que pueden crear problemas para la eliminación de residuos sólidos.

En definitiva, esta tecnología parece ofrecer un importante potencial para reducir los residuos de los vertederos y convertir la basura en productos útiles. Sin embargo, sus costes y su incierto impacto ambiental han complicado los esfuerzos para construir este tipo instalaciones. Enterrar la basura en los vertederos sigue siendo relativamente barato en comparación con el uso de la gasificación por plasma. Un estudio realizado en 2007 sobre los vertederos de Hamilton (Ontario, Canadá) señalaba que el coste para los municipios era de 35 dólares por tonelada en el caso del enterramiento de la basura, frente a los 170 dólares por tonelada del del proceso por plasma.

2.3. COMPARATIVA DE EFICIENCIA

A continuación, se presenta una tabla resumen que pretende resumir el contenido tratado de cada tecnología de valorización y facilitar la comparativa de estas.

2.3.1. Tabla resumen

VALORIZACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS		CONSIDERACIONES ENERGÉTICAS			CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES		
TECNOLOGÍAS	TASA DE TRANSFORMACIÓN (Residuo sólido final / Residuo sólido inicial)	CONSUMO DE ENERGÍA	RENDIMIENTO ENERGÉTICO	VECTOR ENERGÉTICO	RESIDUOS GASEOSOS	RESIDUOS LÍQUIDOS	RESIDUOS SÓLIDOS
Vertedero controlado	MUY BAJA <ul style="list-style-type: none"> 99% (La práctica totalidad de la masa de RSU permanece invariable) 	MUY BAJO	MUY BAJO <ul style="list-style-type: none"> Tan sólo se aprovecha el biogás que se puede recoger y se quema en máquinas térmicas con rendimientos bajos, produciendo energía eléctrica y desaprovechando el calor 	ÚNICO <ul style="list-style-type: none"> Inviabile la canalización de pequeñas cantidades de biogás Energía eléctrica: en máquinas térmicas (Ciclo Otto o Brayton) 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Imposible recoger el 100% del biogás generado. Escapes de CH₄ a la atmósfera 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Peligro de lixiviados. Requiere control 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> La práctica totalidad de los residuos sólidos permanecen en el vertedero
Incineración	MEDIA <ul style="list-style-type: none"> 25% 	ALTO	MEDIO <ul style="list-style-type: none"> Tasa de transformación media Alto consumo energético en el proceso Bajo rendimiento del ciclo de Rankine 	ÚNICO <ul style="list-style-type: none"> Energía eléctrica; en turbina de vapor (Ciclo Rankine) 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Peligro alto de emisión de dioxinas y furanos. Requiere de un control alto → necesidad de inversión elevada 	EFICIENCIA ALTA <ul style="list-style-type: none"> No presenta residuos líquidos 	EFICIENCIA MEDIA <ul style="list-style-type: none"> Alta producción de escorias Alta producción de cenizas volantes y de fondo
Digestión anaerobia	BAJA <ul style="list-style-type: none"> 75% 	BAJO	BAJO <ul style="list-style-type: none"> Tasa de transformación baja 	ÚNICO <ul style="list-style-type: none"> Inviabile la canalización de 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Peligro alto de emisión gases contaminantes 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Peligro de lixiviados. Requiere control 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Alto volumen de residuos semi-

			<ul style="list-style-type: none"> Bajo rendimiento del ciclo de rankine 	pequeñas cantidades de biogás <ul style="list-style-type: none"> Energía eléctrica: en máquinas térmicas (Ciclo Otto o Brayton) 			sólidos residuales (fangos) <ul style="list-style-type: none"> Requiere secado y tratamiento
Pirólisis	MEDIA <ul style="list-style-type: none"> 30-35% 	ALTO	MEDIO <ul style="list-style-type: none"> Tasa de transformación media Alto consumo energético en el proceso Bajo rendimiento del ciclo de rankine 	DOBLE <ul style="list-style-type: none"> Energía eléctrica; en turbina de vapor (Ciclo Rankine) Escorias sólidas como combustible 	EFICIENCIA MEDIA <ul style="list-style-type: none"> Peligro de escape de gases contaminantes 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Formación de alquitranes 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Alta producción de coque y cenizas
Gasificación	ALTA <ul style="list-style-type: none"> 20% 	ALTO	ALTO <ul style="list-style-type: none"> Tasa de transformación alta Alto consumo energético en el proceso Rendimiento medio del ciclo combinado 	TRIPLE <ul style="list-style-type: none"> Energía eléctrica; en turbina de vapor (Ciclo Rankine) Inyección en redes de gas natural Combustible sustitutivo del gasoil 	EFICIENCIA MEDIA <ul style="list-style-type: none"> Peligro de escape de gases contaminantes. Formación de hidrocarburos. Escasa contribución al efecto invernadero 	EFICIENCIA BAJA <ul style="list-style-type: none"> Formación de alquitranes 	EFICIENCIA MEDIA <ul style="list-style-type: none"> Alta producción de cenizas
Gasificación por plasma	MUY ALTA <ul style="list-style-type: none"> 1% (La práctica totalidad de la) 	MUY ALTO	MUY ALTO <ul style="list-style-type: none"> Tasa de transformación muy alta 	MÚLTIPLE <ul style="list-style-type: none"> Energía eléctrica; en pilas de combustible o ciclo combinado 	EFICIENCIA ALTA <ul style="list-style-type: none"> Con un correcto control, emisiones 	EFICIENCIA ALTA <ul style="list-style-type: none"> No presenta residuos líquidos 	EFICIENCIA MEDIA <ul style="list-style-type: none"> Formación de escoria vitrificada

	masa de RSU desaparece)		<ul style="list-style-type: none"> • Alto consumo energético en el proceso • Rendimiento medio del ciclo combinado 	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección en redes de gas natural • Alimentación de vehículos de hidrógeno • Empleo de la escoria vitrificada en la construcción • ... 	muy inferiores al resto de tecnologías		<ul style="list-style-type: none"> • Controlar la presencia de metales pesados
--	-------------------------	--	--	---	--	--	---

Tabla 2. Resumen de tecnologías de valorización de residuos (Elaboración propia)

Tras haber descartado dos de las tecnologías de valorización existentes (vertederos controlados y digestión anaerobia) por no cumplir con los objetivos del proyecto, se pasa a analizar la eficiencia energética de las tres restantes. Para ello, se realizará un Diagrama de Sankey de cada proceso, con la intención de poder comparar su eficiencia energética de forma más precisa.

2.3.2. Diagramas de Sankey

A continuación, se van a realizar los Diagramas de Sankey de las siguientes tecnologías: incineración, gasificación y gasificación por plasma. Se ha decidido omitir el diagrama de la pirólisis, ya que se trata de una tecnología, en muchos aspectos similar a la gasificación, y que presenta una menor tasa de transformación de residuos y rendimiento energético (ver Tabla 1.). Además, observando las consideraciones ambientales de ambas tecnologías, no se aprecia una diferencia reseñable que nos hiciera interesante analizar en mayor profundidad también la pirólisis. Con el fin de poder realizar un análisis comparativo de la eficiencia de las tres tecnologías, se trabaja bajo la hipótesis de que el producto final, en todas ellas, es la energía eléctrica. Posteriormente, se decidirá la aplicación seleccionada y el vector energético elegido.

a) Incineración

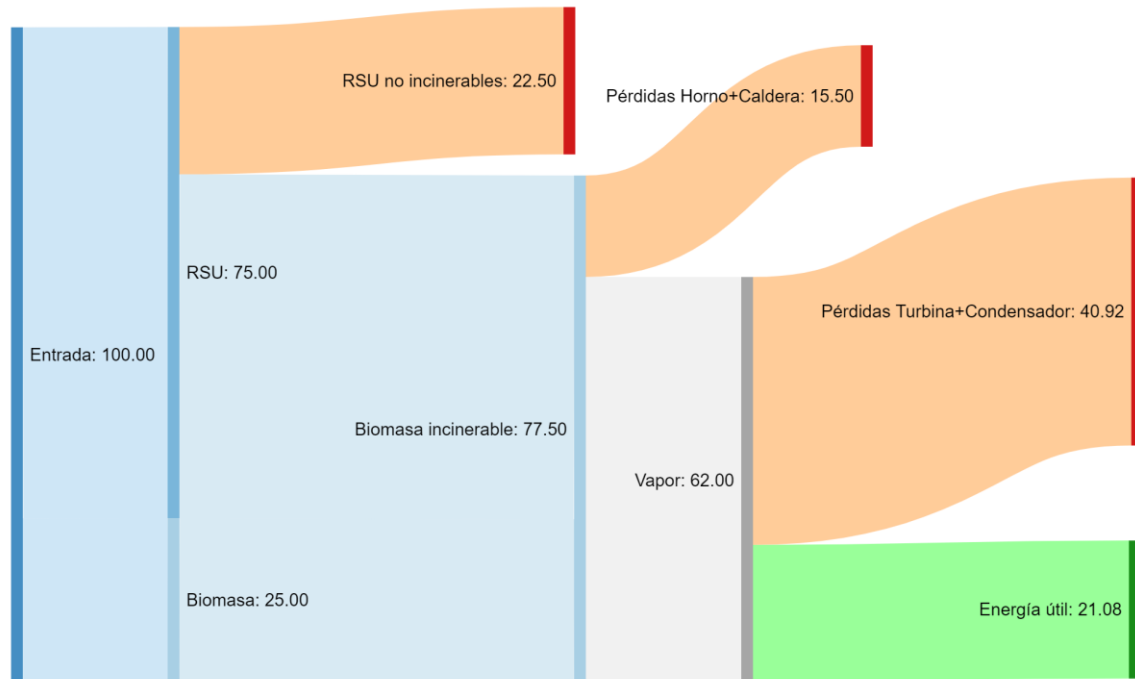


Figura 10. Diagrama de Sankey Incineración (Elaboración propia)

El diagrama se trata de una simplificación del balance energético que se produce en una planta de incineración de residuos, estando sus valores indicados en % con respecto a la totalidad (100%) de los residuos introducidos, biomasa y RSU. Como ya se comentado anteriormente (ver Tabla 1.), alrededor del 25% de los RSU no pueden ser transformados y para simplificar el diagrama únicamente se han considerado como pérdidas, las pérdidas que se producen en el horno y caldera (gases de combustión y pérdidas por radiación y convección) y las pérdidas de la turbina y el condensador (vapor de escape y pérdidas mecánicas en el proceso de transformación del vapor en electricidad). Como se puede apreciar en el diagrama del proceso, las pérdidas suponen más de un 55%, muy superiores al 21% que se obtienen como energía útil.

b) Gasificación

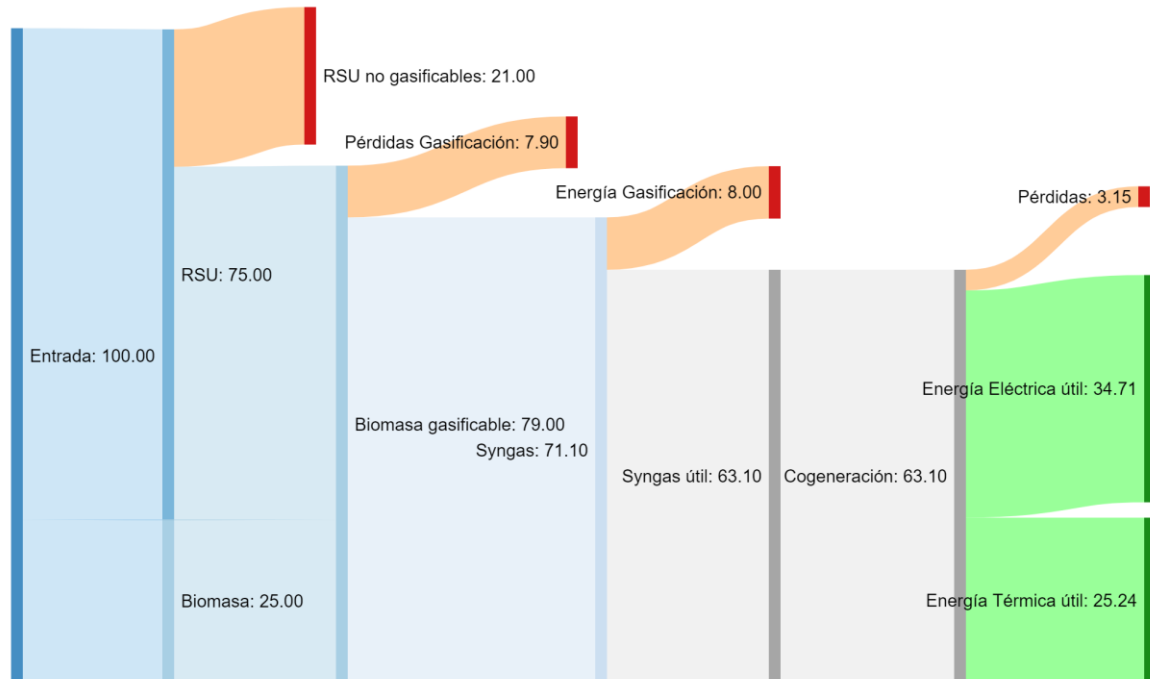


Figura 11. Diagrama de Sankey Gasificación (Elaboración propia)

El diagrama se trata de una simplificación del balance energético que se produce en una planta de gasificación para la obtención de energía eléctrica y térmica, estando sus valores indicados en %. Mediante este proceso, se incrementa ligeramente la tasa de transformación de residuos urbanos, a la vez que las pérdidas disminuyen considerablemente si se comparara con la incineración. Las pérdidas de gasificación se producen debido a la generación del syngas, además, a estas pérdidas hay que añadir la energía empleada para el acondicionamiento del syngas y su posterior empleo en un proceso de cogeneración. Como se puede ver en el diagrama, gracias a la cogeneración se obtiene tanto energía térmica (25%) como energía eléctrica (34%), haciendo de este proceso, una alternativa energéticamente más eficiente que la incineración.

c) Gasificación por plasma

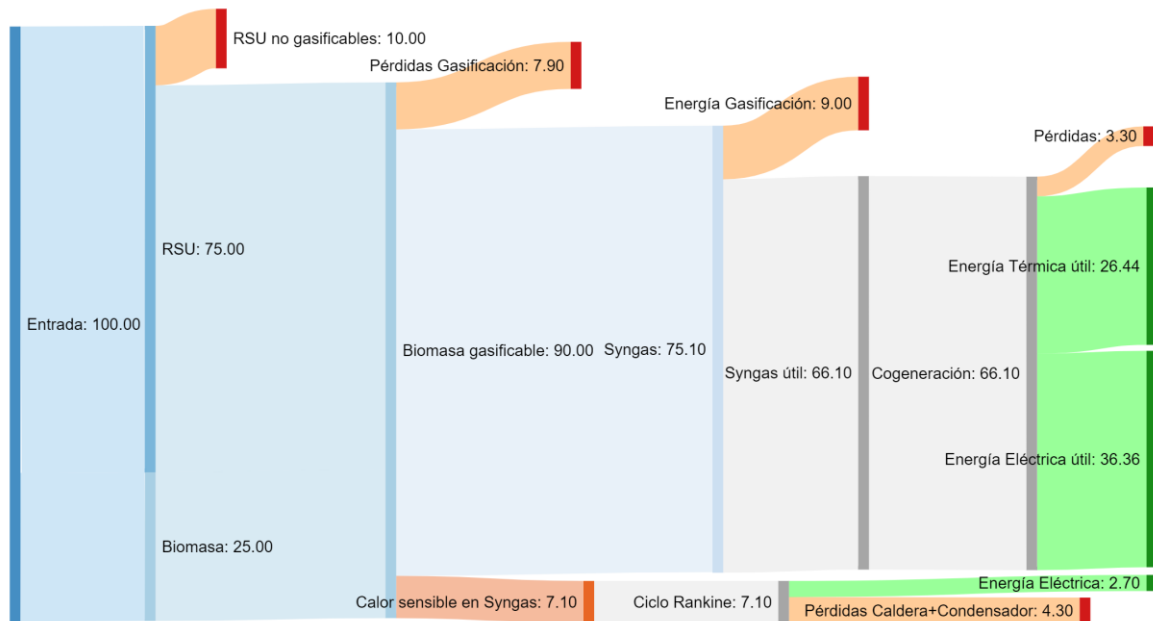


Figura 12. Diagrama de Sankey Gasificación por Plasma (Elaboración propia)

Como se puede observar, el diagrama representa una simplificación del balance energético de una planta de gasificación por plasma para la obtención de energía eléctrica y térmica (cogeneración), con recuperación del calor sensible del syngas, el cual es también empleado después para la generación eléctrica, a través de un Ciclo Rankine. Se puede apreciar también que en este proceso la tasa de transformación es considerablemente superior a la de las tecnologías anteriormente comentadas. Durante el proceso de gasificación se producen una serie de pérdidas que corresponden principalmente a las pérdidas por radiación y convección, a través de las paredes del gasificador, y la energía consumida para dotar al proceso de tan altas temperaturas y poder mantenerlas en el tiempo (energía sensible). Al igual que sucedía en la gasificación es necesario tener en cuenta también la energía empleada para el acondicionamiento del syngas y su posterior empleo en un proceso de cogeneración. Por último, se observa que el rendimiento que se obtiene durante el proceso de transformación del syngas en electricidad es superior al obtenido con los otros dos procesos y contando este

además con la aportación extra en forma de energía eléctrica, gracias al aprovechamiento que se hace del calor sensible.

2.4. CONCLUSIONES

Tras haberse descartado inicialmente las alternativas de vertedero controlado y digestión anaerobia y realizarse para las restantes (incineración, gasificación y gasificación por plasma) el análisis de eficiencia energética a través de los Diagramas de Sankey, se pasa a concluir definitivamente que tecnología de valorización se alinea mejor con los objetivos principales del proyecto, entre los que se incluyen: sostenibilidad medioambiental, valorización y eficiencia energética.

La incineración es un proceso de tratamiento de residuos altamente extendido entre los países desarrollados, como alternativa al envío de residuos sólidos urbanos a los vertederos controlados y es por ello por lo que se ha considerado como una alternativa factible para este proyecto. Sin embargo, tras la realización de su correspondiente Diagrama de Sankey se observa que el rendimiento del proceso es sustancialmente inferior al de las dos otras alternativas, además de solo contar con la posibilidad de aprovechamiento eléctrico. Si a todo ello añadimos el elevado coste que supone la depuración de los gases para mantener las dioxinas y furanos por debajo de los límites que establece la legislación actual, es muy probable que el coste que supondría su puesta en marcha y correcto funcionamiento fueran demasiado elevados. Es cierto que, si la planta fuera instalada muy próxima a un núcleo urbano y se encargara de la suministro de energía en una ciudad o pueblo, como sucede en Viena con la planta de incineración de Spittelau, se abaratarían en gran medida los costes de distribución, pudiendo llegar a ser rentable. No obstante, en este proyecto no se persigue la instalación de una planta cercana a un núcleo urbano que valore únicamente residuos urbanos, sino la instalación de una planta que trate tanto residuos urbanos, como agrícolas y forestales. Por todo ello, se desecha la incineración como solución del proyecto.

Descartada la incineración como alternativa, nos quedan dos opciones: la gasificación o la gasificación por plasma. Si se observa con detenimiento se puede apreciar que ambos

diagramas no divergen mucho uno del otro, si bien es cierto que el proceso de gasificación por plasma, debido a las tan altas temperaturas alcanzadas, permite una mayor tasa de tratamiento de residuos. A todo ello se ha de añadir que estas altas temperaturas de la gasificación hacen del calor sensible obtenido de la transformación de residuos y biomasa en syngas un subproducto muy útil y que como se muestra en la Figura 11. se puede emplear para la obtención un poco más de energía eléctrica, a través de un Ciclo Rankine. Este hecho, en cambio en la gasificación convencional es muy probable que no sea económicamente atractivo debido a su menor caudal y temperatura.

Por otro lado, prestando atención a las consideraciones ambientales, parte también importante del trabajo, se observa en la Tabla 1. que la gasificación por plasma, a priori y si el proceso se lleva a cabo bajo un control riguroso, presenta una mayor eficiencia que el proceso de gasificación.

Por ello, tras haber analizado cada una de las tecnologías disponibles actualmente se considera que la tecnología que mejor se adecúa a los objetivos del proyecto es la gasificación por plasma. Y, por tanto, es la tecnología seleccionada para la realización del proyecto.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

El uso de la gasificación de los RSU se ha empleado sobre todo en Japón, donde su falta de espacio les ha obligado a buscar alternativas para la eliminación de sus vertidos. Como se verá más adelante, en Asia se localizan las únicas instalaciones comerciales de arco de plasma que tratan RSU, alguna de las cuales lleva en funcionamiento desde principios de los años 2000. Hasta el momento no se han realizado implantaciones comerciales en Europa y Norteamérica con éxito.

3.1. INSTALACIONES OPERATIVAS

La empresa Westinghouse Plasma Corporation (WPC) cuenta en la actualidad con dos plantas comerciales operativas alrededor del mundo. En concreto su tecnología se emplea en China y Japón.

a) Wuhan, China (Wuhan Kaidi/Alter NRG, planta de demostración)

En enero de 2013, Alter NRG puso en marcha una unidad de gasificación por plasma de Westinghouse en una instalación de demostración en Wuhan, China. La unidad de gasificación por plasma fue diseñada para procesar aproximadamente 100 toneladas diarias de residuos de biomasa y convertirlos en syngas limpio. El gas de síntesis se convierte en biocombustibles para el transporte en las instalaciones de Kaidi.



Figura 13. Planta de Wuhan, China (Higman, 2014)

b) Mihama-Mikata, Japón (Hitachi Metals Ltd.)

En 1999 se construyó en Yoshii una planta "piloto" de 166 toneladas cortas (151 t) al día, desarrollada conjuntamente por Hitachi Metals Ltd. y Westinghouse Plasma. Se certificó tras un periodo de demostración en 1999-2000. Sin embargo, la planta piloto de Yoshii fue desmantelada cuando el programa piloto terminó en 2004.

En 2002 se puso en marcha una planta de 28 toneladas al día en las ciudades gemelas de Mihama y Mikata. El gas de síntesis obtenido se emplea para la generación de calor, el cual es posteriormente aprovechado para el secado de los lodos residuales de la entrada. La lava vitrificada procedente de la materia inorgánica que entra en el reactor es aprovechada como agregado para hormigón o adoquines.



Figura 14. Planta de Mihama-Mikata, Japón (Tecnología de Gasificación Por Plasma de Westinghouse, 2015)

c) Cheonsong, Corea del Sur (GS Engineering & Construction Co., Ltd.)

En Cheongsong, Corea del Sur, hay una planta de plasma térmico con capacidad para tratar 10 toneladas diarias de RSU (la población local de 30.000 habitantes genera 15 TPD de

RSU). La planta de plasma térmico se construyó a principios de 2008 y se optimizó durante 6 meses, y actualmente continúa funcionando.



Figura 15. Planta de Cheongsong, Corea del Sur (Datasheet - Plasma, n.d.)

3.2. INSTALACIONES EN CONSTRUCCIÓN

De las actuales plantas en construcción, cabe destacar dos centrales de gasificación por plasma.

a) California, USA (OMNI Conversion Technologies Inc.)

El 21 de abril de 2021 se anunció que la Larsen and Lam Climate Initiative, una fundación respaldada por los filántropos Chris Larsen y Lyna Lam, se había comprometido a aportar 35 millones de dólares para llevar a la producción de esta tecnología innovadora en la lucha contra el cambio climático. La primera planta comercial en producción de OMNI CT utilizará residuos sólidos municipales no reciclables, que actualmente se depositan en vertederos, para producir hidrógeno de carbono negativo en California a finales del año 2023.

El producto Omni 200™GPRS™ de conversión de residuos en hidrógeno puede producir alrededor de 5000 toneladas de hidrógeno de carbono negativo cada año, a partir de 200 toneladas diarias de basura no reciclable sin clasificar. El hidrógeno se produce en la ciudad donde se necesita y la basura se desvía del vertedero a OMNI CT y se elimina sin emisiones a la atmósfera y sin dejar nada para su eliminación.

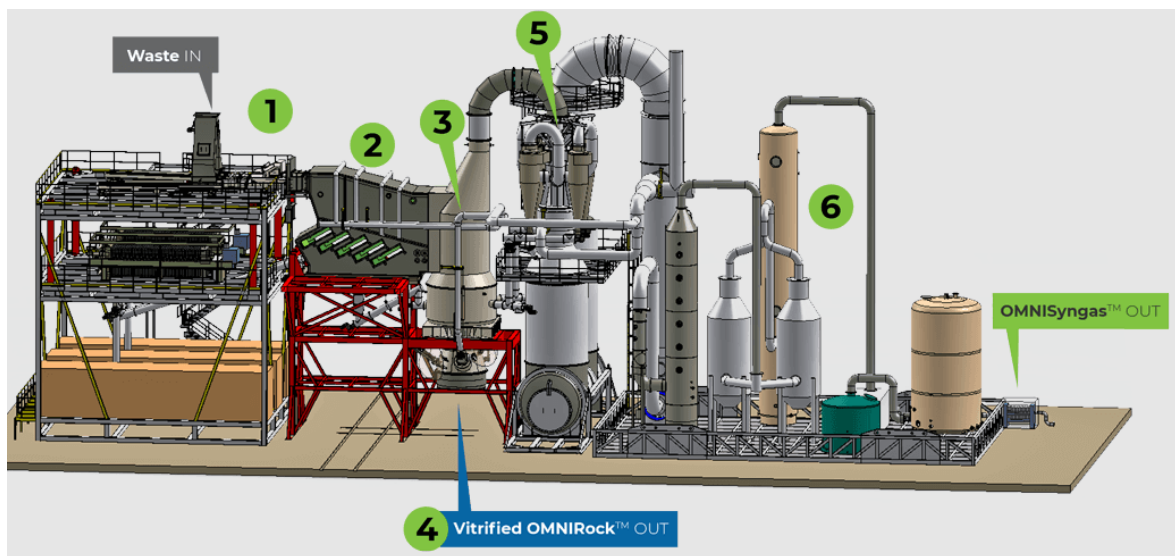


Figura 16. Sistema OMNI 200 para la gasificación por plasma (OMNI CT, n.d.)

b) Morcenx, Francia (CHO-Power SAS)

Será la primera central eléctrica para la producción de electricidad por gasificación por plasma, haciendo uso de RSU y biomasa en Europa. La planta tiene proyectada una capacidad instalada de 11MWe a partir de 55.000 t / año. Se desconoce a partir de que año comenzará a funcionar.



Figura 17. Proyecto de planta de Morcenx, Francia (Central Eléctrica Cho Morcenx, n.d.)

Capítulo 4. EL PROCESO DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

4.1. EL PLASMA

El plasma se define como un gas cuasi neutral de partículas cargadas y neutras que presenta un comportamiento colectivo, es el cuarto estado de la materia, y el estado más común de agregación en la naturaleza. De forma natural, se encuentra en estrellas, rayos o auroras boreales.

Se trata de un gas ionizado a muy alta temperatura, lo que le convierte en un excelente conductor de la luz y de la electricidad. El plasma se genera cuando un gas es calentado a temperaturas superiores a los 5000°C en presencia de un campo eléctrico. A esas temperaturas, se produce la disociación completa de la materia orgánica que se introduce en el plasma. La ionización de la materia que resulta del estado de plasma sigue un proceso conocido como “proceso de cascada”, en el cual, un electrón impacta con un átomo neutro, formándose como resultado dos electrones y un ion. Estos dos nuevos electrones chocan a su vez con sendos átomos neutrales, obteniéndose nuevamente dos electrones y un ion. Como resultado de las continuas colisiones se obtiene una masa de electrones e iones a gran velocidad, que conforman el estado de plasma.

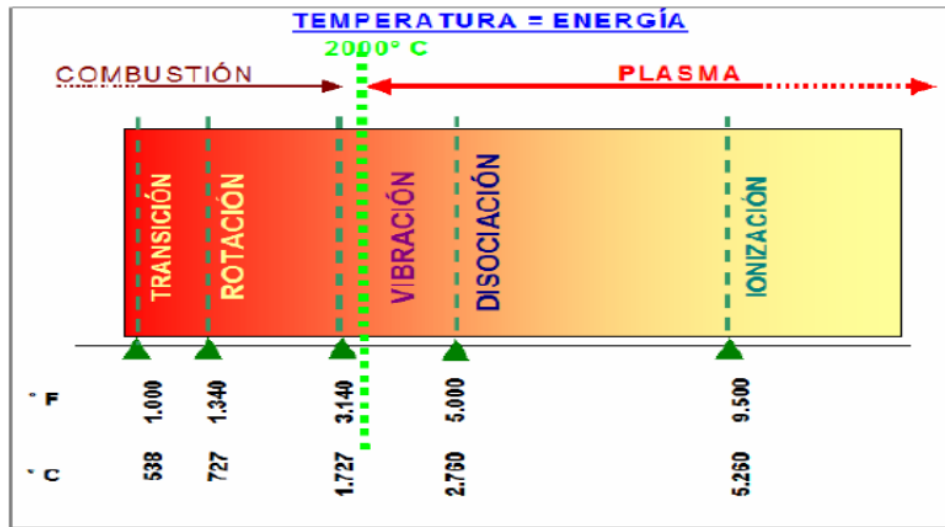


Figura 18. Rango de temperaturas del plasma (Acciona, n.d.)

El plasma puede clasificarse en plasmas no térmicos y térmicos según el grado de ionización y la diferencia de temperatura entre las partículas pesadas y los electrones. El plasma térmico puede caracterizarse por la igualdad aproximada entre las temperaturas de las partículas pesadas y de los electrones, y tiene numerosas ventajas, entre ellas la alta temperatura y densidad de energía (Tangri y Wilson, 2017). El plasma térmico generado eléctricamente puede alcanzar una temperatura de cercana a los 10.000°C, mientras que quemando combustibles fósiles sólo se puede alcanzar un límite superior de temperatura de 2.000°C. Por esta razón, el plasma térmico se ha utilizado tradicionalmente en procesos de alta temperatura y gran entalpía.

Durante los últimos cincuenta años, la utilización del plasma en procesos industriales se ha ido desarrollando, siendo la metalurgia, el corte y la soldadura sus campos principales de aplicación. En la última década, el proceso de plasma térmico también se ha considerado como una alternativa viable para tratar residuos altamente tóxicos, como los residuos del control de contaminantes atmosféricos (CCA), radiactivos y médicos.

4.2. TECNOLOGÍA DE PLASMA

La tecnología que se ha seleccionado para la ejecución del proyecto pretende utilizar un sistema convertidor de plasma, el cual genera un intenso campo de energía radiante que permite la disociación molecular de los residuos introducidos, y su casi completa eliminación. A las temperaturas de trabajo (superiores a los 5000°C), las moléculas orgánicas de los residuos introducidos se disocian, generando el gas de síntesis, mezcla de H₂ y CO, principalmente, y con la presencia minoritaria de otros elementos. Además, la materia inorgánica introducida en la vasija se reduce a un subproducto inerte y vitrificado, que en el caso de que supongan una cantidad lo suficientemente grande pueden ser reutilizados.

Existen tres tecnologías disponibles para el diseño de un sistema convertidor de plasma: sistema de plasma tradicional, sistema de plasma mixto y sistema de plasma directo.

4.2.1. Sistema de plasma tradicional (OMNI CT)

Omni Conversion Technologies (OMNI CT), antes Plasco Conversion Technologies, emplea un gasificador tradicional, en cuyo interior se deposita la basura, y se realiza una gasificación, sin llegar a alcanzarse el estado de plasma. El plasma es únicamente empleado para el posterior refinado del syngas obtenido. En la cámara de refinado, una pequeña cantidad de oxígeno se mezcla con el syngas para elevar su temperatura, mientras se somete simultáneamente a los penachos a antorchas de plasma, las cuales proporcionan sólo un 4% del calor total del proceso, pero garantizan la catálisis por plasma. La catálisis de plasma utiliza especies activas de radicales libres y electrones para romper los enlaces de las moléculas de cadena larga en otras más simples, siendo extremadamente eficiente para eliminar los alquitranes y los compuestos peligrosos (Global Syngas Technologies Council, n.d.).

A la salida del sistema de refinado, el gas de síntesis es enfriado y se elimina tanto la humedad como las partículas tóxicas (HCL y S) y metales pesados. El resultado final es un syngas rico en energía y sin alquitrán, aunque la composición en nitrógeno de este es superior

al 45%, lo que provoca la reducción del PCI y requiere de unas etapas de filtrado mucho más caras que en otros procesos. A continuación, se muestra un esquema representativo de esta tecnología:

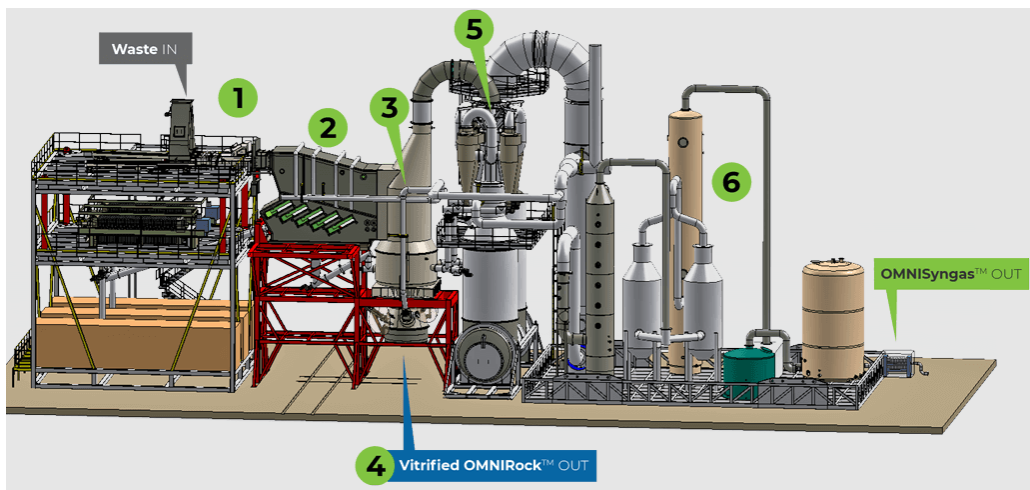


Figura 16. Sistema OMNI 200 para la gasificación por plasma (OMNI CT, n.d.)

OMNI CT introduce la posibilidad de utilizar la energía biogénica del flujo de residuos para crear hidrógeno verde. Una OMNI200™ típica puede fabricar gas de síntesis suficiente para producir entre 4000 y 5200 toneladas de H₂ al año, haciendo uso de unos 90000 toneladas anuales de residuos. El uso de energía eléctrica es aproximadamente 1/6 del de la electrólisis. El CO₂ del gas de síntesis puede capturarse de forma eficiente para su uso posterior. A continuación, se muestra un ejemplo de producción de hidrógeno utilizando RSU en un único Omni200™ GPRS™ con captura de CO₂ para uso industrial (OMNI CT, n.d.).



Figura 19. Producción de H₂ a partir de un Omni200™ GPRS™ (Global Syngas Technologies Council, n.d.)

El syngas acondicionado mediante la limpieza de gas es ideal para la producción de electricidad mediante turbinas de vapor, motores de CI o turbinas de gas. El uso más sencillo de OmniSyngas™ es la producción de electricidad mediante una turbina de vapor, pudiéndose generar hasta un 30% más de electricidad por tonelada de residuos que en las incineradoras y evitando los vertidos a vertederos y la generación de dioxinas y furanos. Además, puede alimentar de forma fiable los motores de combustión interna para alcanzar una eficiencia de ciclo combinado del 42%, al igual que también puede emplearse directamente para alimentar pequeñas turbinas de gas, o como co-combustible en unidades de tamaño comercial, para lograr eficiencias de conversión que van del 36% a más del 50%.

4.2.2. Sistema de plasma mixto (Alter NRG)

Westinghouse Plasma Corporation proporciona una tecnología capaz de convertir una amplia variedad de residuos (urbanos, agrícolas, industriales, médicos...) en un gas de síntesis limpio y empleable para la generación de energía. A diferencia de otras tecnologías, como la incineración, que únicamente pueden procesar RSU y materias primas similares, un gasificador por plasma de WPC puede procesar casi cualquier materia prima, e incluso tratar una mezcla de distintas materias primas, incluyendo tanto sólidos como líquidos. Además, esta puede adaptar su flujo mediante la determinación de la mejor combinación de materias primas, en función del poder calorífico y la tarifa de ingreso.

Durante el proceso además de alimentar al gasificador con los residuos que se quieren eliminar, se incluyen también coque y fundente, siendo este último, por lo general, piedra caliza molida que facilita el flujo de escoria dentro del reactor. Dependiendo del tamaño de los residuos, estos tienen previamente que ser triturados, antes de poder llevarlos al transportador de carga.

La gasificación por plasma difiere de la gasificación estándar en un aspecto fundamental, la temperatura. Mientras los gasificadores que no emplean el plasma trabajan a temperaturas entre 800 °C y 900 °C, las temperaturas en el interior del gasificador por plasma de Westinghouse pueden superar los 3000 °C. El gasificador se encuentra equipado antorchas de plasma Westinghouse, las cuales permiten asegurar la completa disociación de la materia introducida en el gasificador y el correcto procesamiento de la materia inerte con niveles elevados de vidrio y metales. El gas de síntesis, el cual se encuentra refrigerado por agua atomizada, sale del gasificador a 950 °C. Los componentes metálicos y las cenizas de los residuos generan una escoria, que fluye a través de los orificios de colado a aproximadamente 1650°C. Esta es posteriormente refrigerada y granulada después de salir del gasificador y vendida a clientes externos (*Tecnología de Gasificación Por Plasma de Westinghouse, 2015*).

El syngas obtenido es enfriado a través de un sistema venturi caústico de enfriamiento rápido y tras esto, es depurado para eliminar las partículas (cadmio, azufre, cloro o mercurio) que puedan permanecer. El syngas limpio es posteriormente comprimido y enviado a una turbina de gas para la producción de energía eléctrica. Además, el calor del gas de la turbina de combustión es recuperado y empleado también para la generación de energía. Alternativamente, el syngas limpio se puede ser empleado en motores alternativos para la generación de energía o convertido en combustibles líquidos.

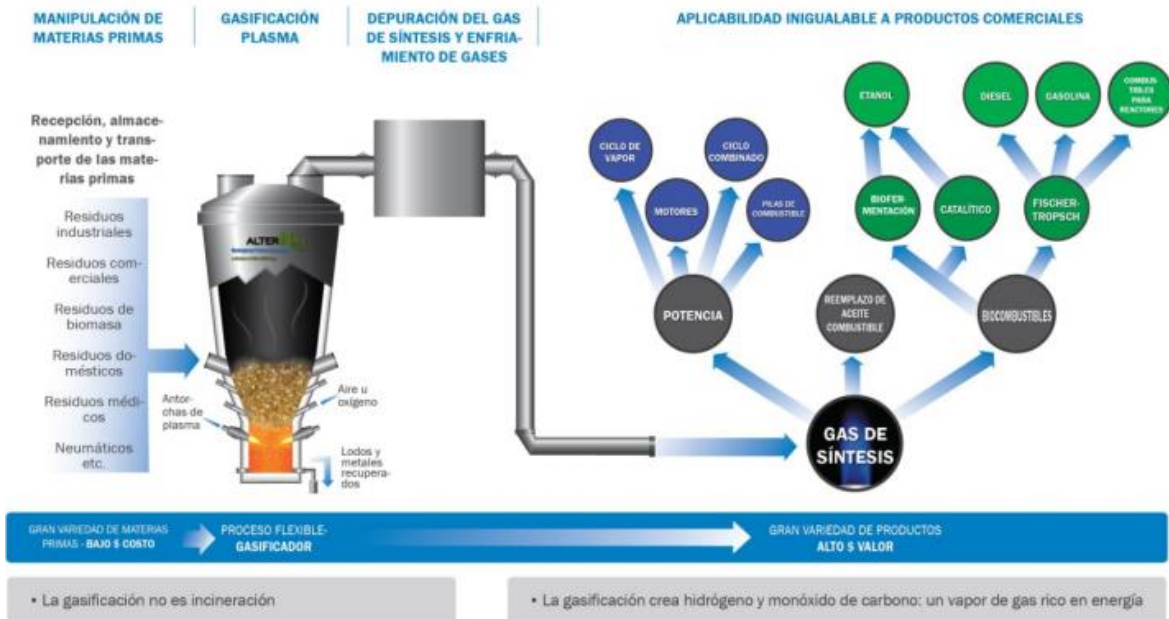


Figura 20. Tecnología de plasma mixto (Valenciano López, 2015)

Una planta que procese 1000 toneladas diarias de residuos produce alrededor de 49 MW de energía, además de alrededor de 250 toneladas diarias de escoria que se pueden vender como agregado. De las 1000 toneladas diarias que convierte, únicamente 20 toneladas diarias requieren de eliminación a largo plazo, las otras 980 toneladas se convierten en electricidad y productos beneficiosos. Esto dista mucho de otras opciones de valorización energética como los vertederos o las incineradoras.

En resumen, el gasificador por plasma de Westinghouse permite la conversión de materias primas difíciles de tratar en un gas de síntesis limpio, adecuado para usar en equipos, como turbinas de gas o tecnologías de líquidos combustibles de nueva generación. En un futuro próximo, se espera que puedan elaborar baterías de combustible con el gas de síntesis.

4.2.3. Sistema de plasma directo

Se trata del sistema de plasma seleccionado para la realización del proyecto. La información empleada, en posteriores apartados, sobre esta tecnología ha sido facilitada por la empresa Materiales Renovados y por el proyecto de fin de carrera de Almudena Valenciano López,

estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Huesca (Valenciano López, 2015), y en los siguientes puntos se procederá a explicar de manera detallada las etapas del proceso.

4.3. GASIFICACIÓN POR PLASMA (SISTEMA DIRECTO)

Finalmente, esta ha sido la tecnología escogida para el proyecto. En los siguientes puntos se pasará a explicar las diferentes etapas de las que se compone el proceso, así como de los sistemas y componentes que conforman la planta de gasificación por plasma.

4.3.1. Etapas del proceso de gasificación por plasma

En la figura de abajo, se presenta de manera esquemática las diferentes etapas de las que consta la tecnología de gasificación por plasma.



Figura 9. Etapas del proceso de gasificación por plasma (Valenciano López, 2015)

A continuación, se pasará a explicar de manera más detallada cada etapa.

a) Etapa 1: Alimentación

Formado por un sistema de alimentación por el que se introducen los residuos al reactor, previo a su gasificación. Esta etapa también cuenta con un sistema de control que calcula el ritmo óptimo de entrada continua de residuos al gasificador. Además, para mejorar la

eficiencia del proceso, los residuos introducidos son sometidos a una serie de tratamientos que, a pesar no ser estrictamente necesarios, ayudan a optimizar el proceso:

- Reducción del tamaño inicial: Mediante este tratamiento se busca reducir el tamaño de entrada de los residuos para hacerlos más manejables y uniformes, antes de ser introducidos en el reactor. Para ello, se suelen emplear trituradoras y molinos de martillo.
- Separación: Se trata de una etapa muy útil, ya que permite uniformar aún más los residuos a tratar, pudiéndose de esta manera obtener un gas de síntesis con una composición más estable. Para ello, y siempre teniendo en cuenta las características concretas de los residuos introducidos, se emplearán separadores balísticos, magnéticos u ópticos.
- Compactación: El objetivo principal de la compactación es aumentar la densidad de los residuos. Para ello, se suelen formar pellas o rectángulos de pequeño volumen, que faciliten el proceso de transporte y almacenamiento de los residuos.
- Reducción de la humedad: Previo a la alimentación y aprovechando el calor, que se genera de las elevadas temperaturas en el reactor, se tiende a disminuir la humedad de los residuos orgánicos, dotando al proceso de gasificación de un mayor rendimiento.

Por otra parte, hay que considerar también el sistema de alimentación que introduce los gases necesarios para poder alcanzar el estado de plasma:

- Oxígeno: Se alimenta el reactor con oxígeno para poder crear el medio oxidante, necesario para la etapa de disociación.
- Gas plasmógeno (aire): Es el gas que alimenta las antorchas.

b) Etapa 2: Disociación

La disociación de los residuos tiene lugar dentro de la vasija de plasma, donde se produce la ruptura de los enlaces de las moléculas. Para ello, es necesario la generación de un arco

eléctrico que permita elevar la temperatura dentro de la vasija lo suficiente como para que se produzca la disociación total de las partículas de materia orgánica. Los productos obtenidos del proceso son un gas de síntesis, al cual se dedicará el capítulo 5, y una escoria inerte vitrificada.

El cebado del arco eléctrico es debido a la diferencia de potencial existente entre los dos electrodos de la antorcha de plasma que se encuentra conectada a la corriente continua. Además, al producirse el arco eléctrico por la diferencia de potencial existente entre los electrodos, se pueden diferenciar varias etapas dependientes de la temperatura:

A temperaturas, alrededor de los 500-1000°C, se produce la traslación y rotación de partículas, las cuales comienzan a vibrar a partir de los 2000°C. Alcanzados los 2750°C, se produce la disociación de las partículas, que se ionizan a temperaturas superiores de 5250°C, obteniéndose como resultado partículas e iones excitados, que conforman el estado de plasma necesario para el proceso. En la figura, a continuación, se representan las distintas transformaciones que experimenta la materia en función de la temperatura a la que se ve sometida.

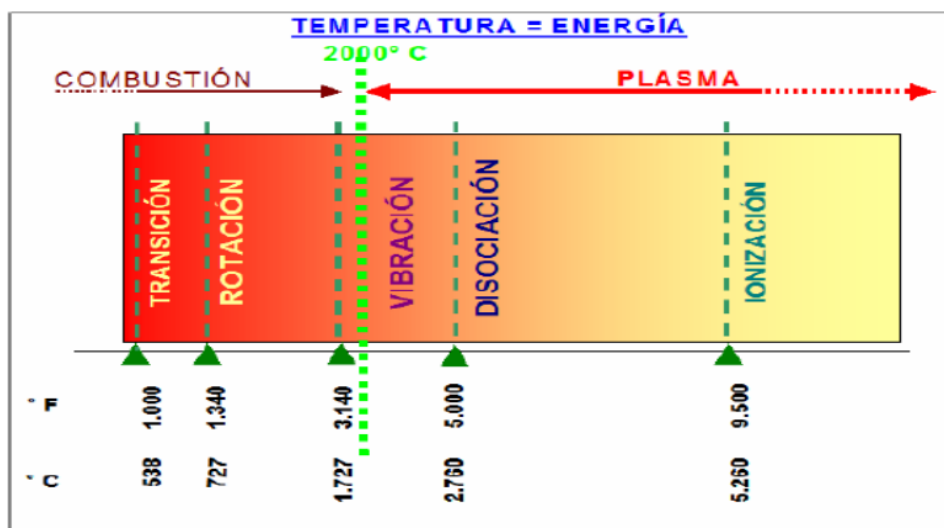
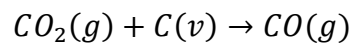
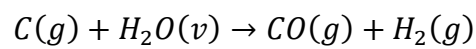


Figura 18. Rango de temperaturas del plasma (Acciona, n.d.)

La disociación tiene lugar a muy altas temperaturas y en presencia de una atmósfera reductora. Los procesos térmicos que se producen en la vasija son los siguientes:

- Cracking térmico: Las moléculas más complejas se disocian en otras más simples dando lugar a hidrocarburos e hidrógeno.
- Oxidación parcial: Favorece la formación de CO. Como subproducto se generan pequeñas cantidades de CO₂ y H₂O, que afectan negativamente al poder calorífico del gas de síntesis. Por tanto, es necesario controlar la cantidad de O₂ entrante en el reactor para mantener la formación de estos dos componentes dentro de unos valores razonables.
- Reformación: Los elementos obtenidos del proceso de disociación se combinan para formar, principalmente, moléculas de H₂ y CO, además de materia vitrificada. Las reacciones que tienen lugar durante el proceso se presentan a continuación:



El fondo de la vasija se encuentra completamente cubierto por arena fundida, rica en silicio, la cual reacciona con los materiales inorgánicos que se depositan en el fondo de esta. Además, esta arena también retiene las trazas de metales pesados. Todo ello, genera un subproducto inocuo y que no es ni tóxico ni lixiviable. En esta etapa, se consigue reducir el volumen de los residuos introducidos en el reactor, en más de un 200%.

c) **Etapa 3: Enfriamiento**

El syngas a la salida de la vasija se encuentra a una temperatura cercana a los 1000°C, de manera que es completamente necesario reducir esta, para que no dañe los equipos en etapas posteriores. Como ya se explicó durante el capítulo 2, y quedó reflejado en el Diagrama de Sankey de la tecnología, esta etapa es importante, ya que este calor puede ser reutilizado en un ciclo Rankine para la generación de energía eléctrica.

d) Etapa 4: Filtrado de gases

Como ya se ha comentado con anterioridad, el gas de síntesis está compuesto mayoritariamente de H₂ y CO. Sin embargo, también hay presente, aunque en cantidades muy inferiores, otros componentes que disminuyen la calidad del gas, por lo que este requiere un proceso de filtrado y depuración, tras su enfriamiento. Por lo general, para esta etapa se suele emplear un ciclón, aunque también está la posibilidad de emplear electrofiltros, los cuales son mucho más caros, pero presentan eficiencias de hasta el 99,99% en partículas de menos de 10 µm.

Esta tecnología, para su funcionamiento, se apoya en las diferencias de densidad entre las partículas sólidas y gaseosas de la corriente. Para ello, los ciclones, que son colectores cilíndricos de partículas, separan las partículas sólidas de las gaseosas al cambiar la dirección del flujo de aire, mediante la aplicación de una fuerza centrífuga. De esta manera, las partículas chocan con las paredes internas del ciclón, para luego caer por acción de la fuerza de la gravedad a una tolva situada debajo. En cambio, el gas filtrado es emitido por la parte superior del ciclón.

El rendimiento del ciclón se sitúa en torno al 65-99%, variando en función de la composición del gas de entrada y las características concretas del ciclón. El proceso destaca, principalmente, por sus bajos costes de inversión y mantenimiento. No obstante, presenta el inconveniente de que solo es efectivo para partículas con un diámetro mayor de 10µm.

e) Etapa 5: Neutralización

Tras la etapa de filtrado, el gas aún presenta componentes halogenados que deben ser reducidos. Para ello, se emplea un sistema que combina el “lavado de Scrubber” con el “quenching”. Mediante este sistema el gas es sometido a una ducha básica, que permite la neutralización de los halógenos, y la obtención de un subproducto en forma de agua salada que se deposita en el fondo del depósito. El gas de síntesis, aún con componentes sulfurados, es posteriormente pasado por un filtro de alta eficiencia HEPA, el cual mediante carbón

activo consigue eliminara la presencia de estos componentes. A continuación, se presenta el proceso aquí comentado:



Figura 21. Esquema del sistema de neutralización (Valenciano López, 2015)

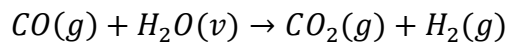
El gas de síntesis, ya libre de compuesto halogenados y sulfuros, sale a una temperatura en torno a los 30°C y presentando la siguiente composición:

COMPOSICIÓN GAS DE SÍNTESIS LIMPIO	
%CO	77,6
%CO₂	6,67
%H₂	4,46
%N₂	7,11
%H₂S	0,00
%Ar	1,22
%H₂O	2,93
%CH₄	0,01

Tabla 3. Composición del gas de síntesis (Valenciano López, 2015)

Como se puede apreciar en la tabla, la composición de CO es aún muy elevada si se compara con la de hidrógeno. A todo ello se añade la presencia de CO₂, el cual ha de ser capturado y posteriormente eliminado. Para ello se han de llevar a cabo los siguientes procesos:

- **Reacción Shift:** A partir de la utilización de un catalizador de hierro, se pretende aumentar la cantidad de hidrógeno, contenido en el syngas, a la vez que se reduce la presencia de CO. Para ello, se produce la siguiente reacción:



- **Captura y secuestro de CO₂:** En este proceso, se procede a la eliminación del CO₂ restante del gas de síntesis. Para ello, este es sometido a un baño solvente de áminas.

Con la aplicación de estos procesos, es factible incrementar el porcentaje de H₂ en el syngas hasta el 40 - 50%, a la vez que se reduce de forma muy importante el CO₂ generado.

4.3.2. Sistemas y componentes de la planta de gasificación por plasma

A continuación, se presentan los componentes principales de los que consta una planta de gasificación por plasma:

a) Vasija

La vasija, también llamada reactor es donde se dan las reacciones de disociación de la materia orgánica y se encuentra compuesta por dos elementos: la tapa de acero inoxidable y el cuerpo. Es de vital importancia que entre ambas el sellado sea perfecto, para evitar escapes del gas de síntesis cuando se introduzcan nuevos residuos en la vasija, por ello para simplificar el proceso se operará a presiones negativas. La salida de los productos obtenidos del proceso, tanto syngas como material vitrificado, puede realizarse a través de una salida común o cada uno por una salida independiente. En la siguiente figura se pretende representar de forma esquemática el reactor, y los procesos que en él se producen:

La Cámara del Sistema Convertidor de Plasma

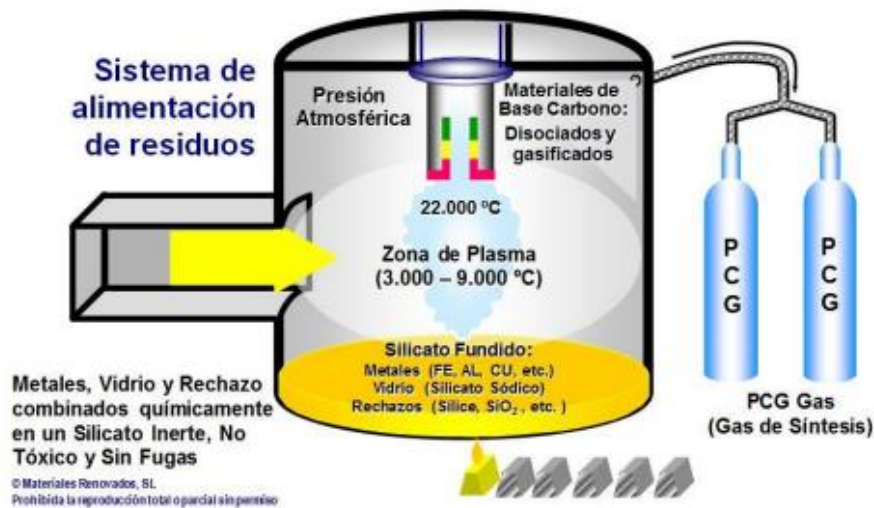


Figura 22. Esquema de la vasija de un sistema de conversión por plasma (Valenciano López, 2015)

Las paredes del cuerpo del reactor han de ser cubiertas por una capa aislante de material refractario, para proteger a estas de las altas temperaturas alcanzadas en su interior. Además, este aislante se encarga también de mantener la temperatura en el interior de la vasija por encima de la de condensación de los gases ácidos, y evitar de esta forma su aparición en el syngas. A continuación, se presenta el perfil de temperaturas en el interior del reactor:

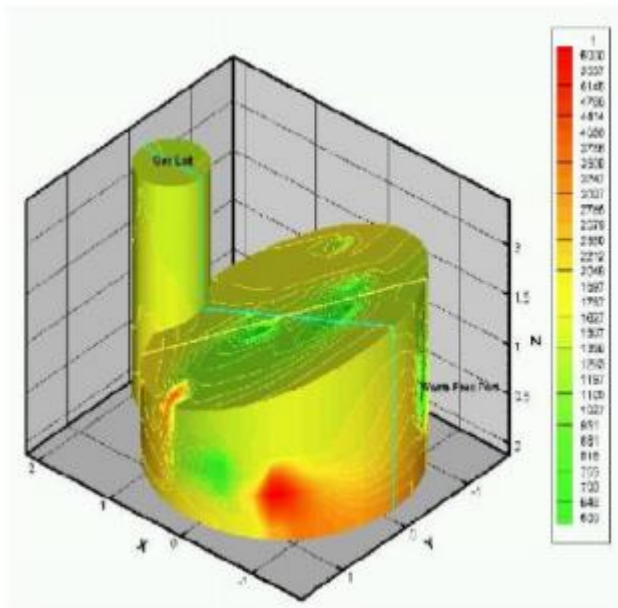


Figura 23. Perfil de temperaturas en el interior del reactor (Valenciano López, 2015)

Como se puede apreciar en la figura, la temperatura máxima (en torno a los 6000°C) es alcanzada en la punta de la antorcha, mientras que en el resto de la vasija las temperaturas son muy inferiores, situándose alrededor de los 1400°C.

b) Antorcha de plasma

La antorcha, es el instrumento encargado de generar el arco eléctrico. Esta se encuentra formada por dos electrodos, ánodo y cátodo, y cuenta también con un sistema de refrigeración, que la protege de las altas temperaturas que se alcanzan en el interior del reactor.

Existen dos tipos distintos de antorchas:

- Antorcha transferida: Se emplea en aquellos procesos que precisen fundir materias, tanto en estado sólido como semisólido (pastoso). En este tipo de antorcha el arco eléctrico se genera entre un ánodo, que ha de ser reemplazado cada cierto tiempo, y un cátodo que se localiza al fondo de la vasija, y la transmisión de calor se produce por radiación, conducción y convección.

- Antorcha no transferida: Se emplea en procesos que requieren reducir sólidos, líquidos o gases. En este caso, tanto el ánodo como el cátodo se encuentran en el interior de la antorcha y han de ser sustituidos periódicamente. Al tratarse de una antorcha que cumple con los requisitos necesarios para tratar los residuos considerados en el proyecto y ser además una opción más barata que la antorcha transferida, se selecciona este tipo de antorcha para la realización del proyecto.

A continuación, se muestra una comparativa entre la antorcha de arco transferido y la de arco no transferido:

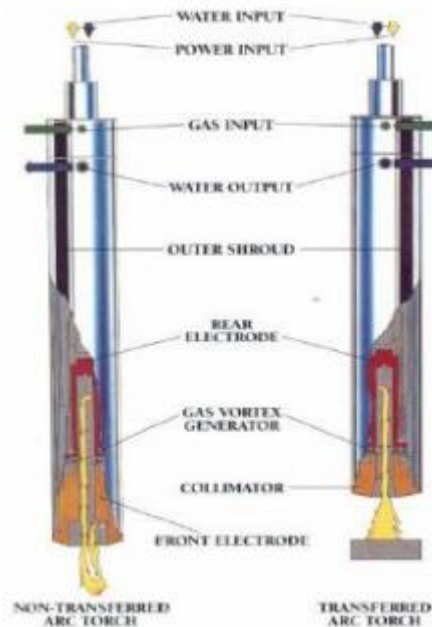


Figura 24. Antorchas para la gasificación por plasma (Valenciano López, 2015)

c) Generador de corriente eléctrica

Para alimentar la antorcha de plasma se requiere de un generador de corriente continua.

d) Sistema de control del proceso

El sistema de control durante la gasificación se basa en un control lógico programable (PLC), centralizado en un sistema informático controlado en todo momento por los trabajadores de la planta. Entre sus funciones principales destacan: el control del sistema de corriente continua, la monitorización, en tiempo real, de la composición del gas, por si hiciera falta su ajuste y la regulación del ritmo de alimentación de la vasija.

e) Refrigeración de la antorcha

Al igual que sucedí con el syngas, la antorcha también ha de ser refrigerada para proteger sus componentes, así como regular la temperatura alcanzada en el electrodo. Para ello el sistema de refrigeración consta de un intercambiador de calor agua-agua, desde el cual se transfiere calor a un circuito secundario de agua desionizada, que cuenta también con otro intercambiador de calor.

f) Sistema de gas

Es el sistema encargado de introducir la corriente de gas que, a través de la antorcha, dará lugar al arco eléctrico. El gas introducido se conoce como plasmógeno, y comúnmente se trata de aire (opción más barata), aunque también puede ser O₂, H₂ o N, y es introducido a una presión que oscila entre los 6 y los 7 bares. El sistema de control regula su ritmo de entrada.

g) Sistema de descarga del material vitrificado

Se encarga de extraer el material vitrificado, que se haya generado durante el proceso. La extracción puede llevarse a cabo de dos maneras:

- Lateralmente, por inclinación. Es la forma más empleada, ya que por lo general las cantidades que se producen de material vitrificado son pequeñas, e interesa extraerlas de manera discontinua.

- Tornillo sinfín: Es un sistema mecánico de extracción, en el que la extracción se realiza, en este caso, de manera continua.

Para la realización del proyecto se ha optado por la utilización de un tornillo sinfín, evitándose de esta manera la acumulación de material vitrificado a la salida de la vasija. Tras su extracción, el material vitrificado será depositado en un carro enfriado por agua, donde se dejará que disminuya su temperatura.

Capítulo 5. EL GAS DE SÍNTESIS

5.1. CARACTERÍSTICAS DEL GAS DE SÍNTESIS

Tal y como se mencionó previamente (ver Tabla 2.), el gas de síntesis se encuentra compuesto principalmente de H₂ y CO, suponiendo estos dos componentes más del 80% de su composición. Además de estos se pueden encontrar, aunque en menor medida, otros gases como: N, CO₂, H₂O o Ar.

Si se observa la siguiente gráfica se puede apreciar que la composición del gas de síntesis permanece prácticamente inalterable, independientemente de los residuos que sean introducidos en la vasija. Este hecho hace de esta tecnología, una opción para el tratamiento de residuos mucho más atractiva que otras, ya que evita que se tenga que realizar una preclasificación de los residuos muy exhaustiva o un estudio previo de la composición de los residuos, lo que permite ahorrar tiempo, dinero y recursos.

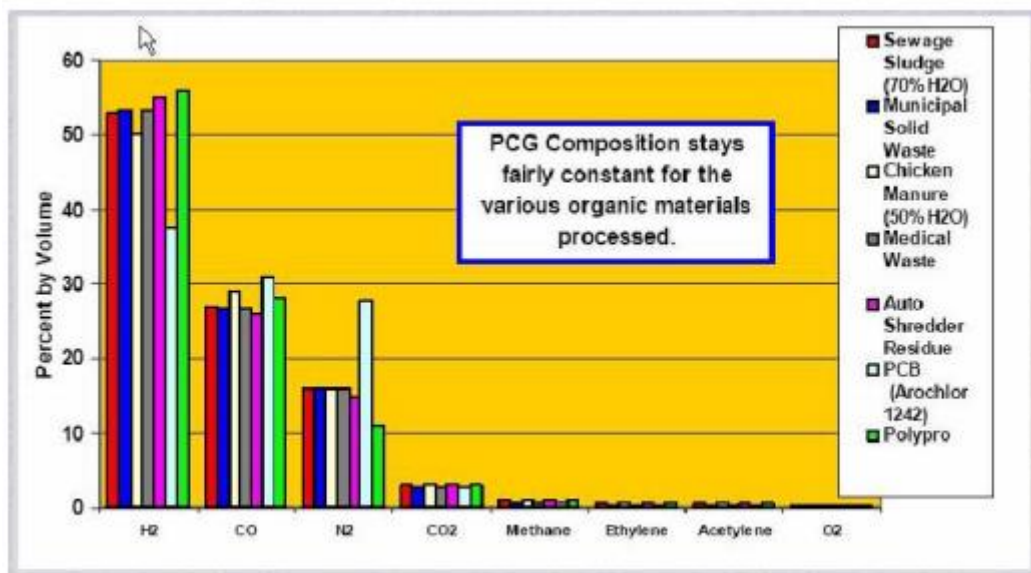


Figura 25. Composición del gas de síntesis en función del residuo de entrada (Valenciano López, 2015)

5.2. ESCORIA VITRIFICADA

La vitrificación es una técnica que consiste en la inserción de los residuos en una red inerte, sin humedad. Este sistema cerrado permite que todo lo que entre a la máquina quede vitrificado, sin la emisión de cenizas o partículas contaminantes.

En el caso de la gasificación por plasma, los compuestos inorgánicos son introducidos en la vasija, formando un cristal de silicato o materia inerte vitrificada que posteriormente es extraído del gasificador y aprovechado para diversas aplicaciones, principalmente en el sector de la construcción. Además, la vitrificación por plasma permite la atomización extrema, evitando la formación de zonas frías y sin requerir una posterior depuración.

5.3. USOS Y APLICACIONES DEL GAS DE SÍNTESIS

A continuación, se van a comentar y explicar las opciones que actualmente son tanto técnicamente viables, como “a priori” económicamente viables, para el empleo del gas de síntesis generado del tratamiento de residuos, urbanos, agrícolas y forestales en una planta de gasificación por plasma. Por ello, a lo largo del proyecto solo se comentarán las siguientes alternativas, a un siendo conscientes de que no son las únicas:

- a) Generación eléctrica a través de máquinas térmicas (motores o turbinas de gas) o pilas de combustible.
- b) Inyección del syngas en redes de gas natural.

Para el proyecto se han desechado las opciones de almacenamiento (esponjoso, por hidruros, tanques a alta presión...) al considerarse una tecnología complicada de utilizar, cara y aún poco desarrollada para las características que requiere una planta de tal envergadura. Además, al no contar España, actualmente, con un amplio parque de vehículos alimentados por H₂, la opción de almacenamiento solo podría llegar a contemplarse, si esta fuera de unas pequeñas horas y se empleara el hidrógeno para cubrir picos de demanda o en horas en las que el pool eléctrico fuera más caro.

5.3.1. Generación eléctrica a través de máquinas térmicas o pilas de combustible

Es la forma más habitual de empleo del syngas. Una vez que el gas de síntesis ha sido acondicionado y enfriado, es un combustible idóneo para la generación de energía eléctrica. Para ello el gas de síntesis puede ser empelado de tres maneras:

a) Motores de combustión interna

Transforman la energía química del combustible (gas de síntesis) en energía mecánica. Al ser una máquina de combustión interna la combustión se produce en el interior del cilindro, de modo que el fluido de trabajo se transforma a lo largo de los diferentes procesos (admisión del fluido en el cilindro, compresión del fluido, combustión y expansión y escape de los productos quemados). Este motor a su vez acciona un alternador, el cual transforma la energía mecánica recibida en energía eléctrica, que será suministrada a la red eléctrica. Su principal ventaja con respecto a las turbinas de gas es su mayor rendimiento, el cual se sitúa en torno al 40%. En la siguiente figura, se puede ver un esquema simplificado del funcionamiento de un motor de combustión interna:

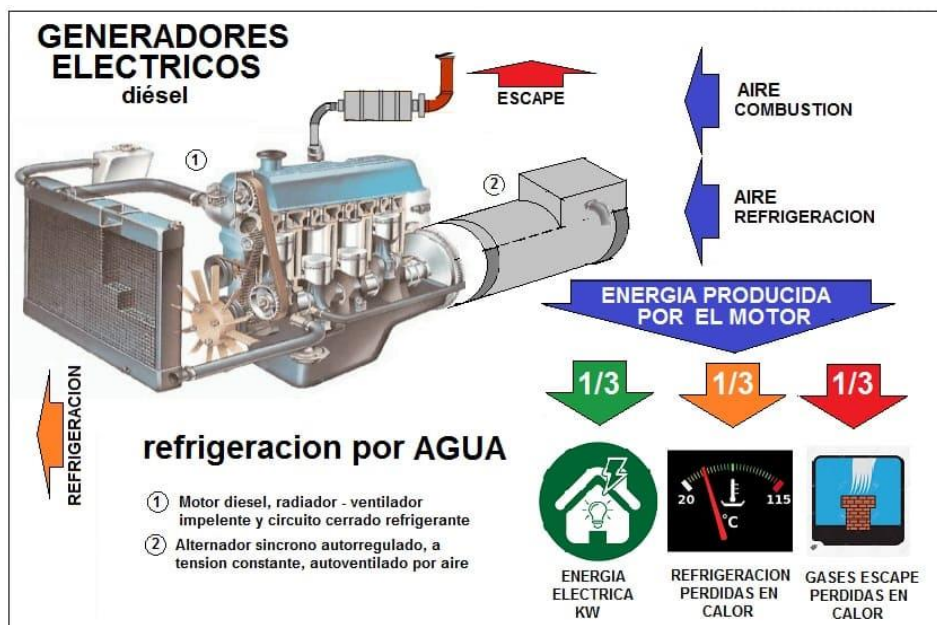


Figura 26. Esquema simplificado de la producción de energía eléctrica, a través de un motor de combustión interna (¿Cómo Es La Refrigeración Por AGUA En Los Grupos Electrógenos?, n.d.)

b) Turbinas de gas

Se trata de un motor térmico rotativo de combustión interna, que a través de la energía aportada por un combustible genera energía mecánica. Su funcionamiento se encuentra basado en un ciclo Brayton, en el cual el aire es aspirado y posteriormente comprimido, antes de ser dirigido a la cámara de combustión donde al mezclarse con el gas combustible se produce la ignición. Los gases calientes generados de esta combustión fluyen a través de la turbina, expansionándose y haciendo girar el eje, el cual a su vez acciona el compresor de la turbina y el alternador. Previo a todo ello, el gas de síntesis ha de ser comprimido, a través de un compresor de gas externo hasta unos 7 bar. Su baja inercia térmica les permite alcanzar el estado de plena carga en muy poco tiempo, lo que las hace ideales para aplicaciones que requieran variaciones rápidas de carga, como, por ejemplo, suministro en picos de demanda. Sin embargo, presentan dos inconvenientes: una alta velocidad de rotación y un rendimiento bajo, alrededor del 30-35%, inferior al de los motores alternativos diésel (*Las Turbinas de Gas*, n.d.). A continuación, se presenta una sección de la turbina de gas:

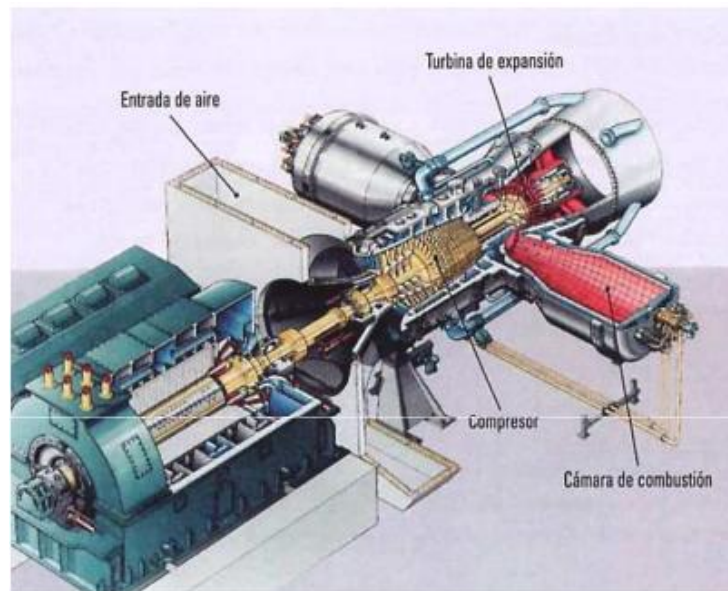


Figura 27. Sección de una turbina de gas (Hurtado, n.d.)

c) Pilas de combustible

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que permiten la transformación de la energía química de una sustancia en energía eléctrica y calor, a través de un proceso electroquímico, sin necesidad de recurrir a un ciclo termodinámico para convertir el calor en trabajo. Estas, funcionan siempre y cuando se alimenten con H_2 (combustible) y un elemento oxidante (O_2). Una de sus principales ventajas es que la combinación electroquímica de estos dos elementos se produce sin necesidad de recurrir a un proceso de combustión, lo que reduce la contaminación y mejora la eficiencia del proceso, si se compara con formas de transformación de energía más tradicionales.

Las pilas de combustible se encuentran formadas por tres elementos principales: el ánodo (electrodo negativo), el cátodo (electrodo positivo) y un electrolito, que actúa de catalizador de las reacciones que se producen en el interior de la pila. El electrolito al ser el punto de unión entre el ánodo y el cátodo solo debe permitir pasar a los iones necesarios para que se produzca la reacción, evitando que a través de este se cuelen electrones libres, que puedan llegar a complicar la reacción. La siguiente figura ofrece un esquema simplificado del funcionamiento de un pila de estas características:

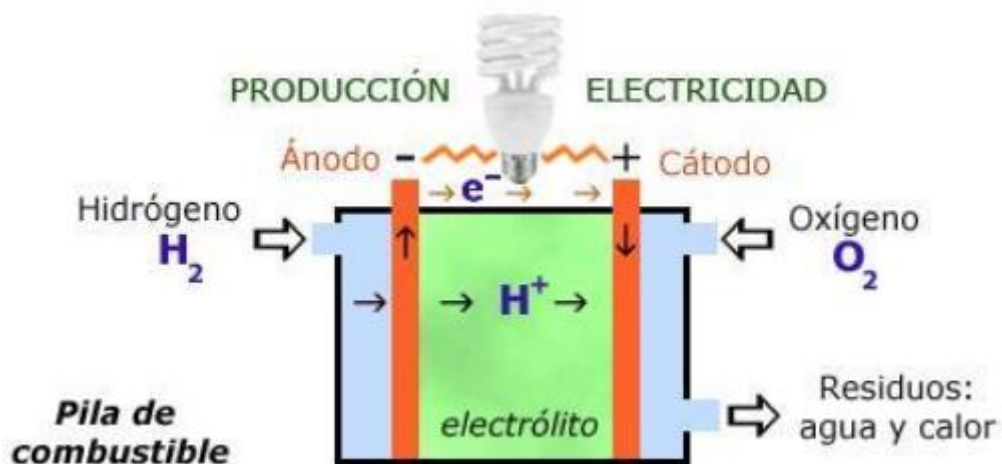


Figura 28. Esquema de una pila de combustible (IES Valle del Saja, n.d.)

Las pilas de combustible han empezado a considerarse como un método interesante de transformación de energía, a causa de su bajo grado de impacto ambiental y su alta eficiencia teórica. Debido a que las pilas de combustible transforman directamente la energía química en energía eléctrica, estas no se encuentran limitadas por el ciclo de Carnot, pudiendo alcanzar rendimientos (entre 40-60%) superiores a los sistemas tradicionales de combustión. Por otro lado, la gran variedad de tipos de pilas que existen y los distintos rangos de potencia en los que estas pueden llegar a trabajar, permite su aplicación tanto en pequeñas aplicaciones electrónicas, como en grandes instalaciones de producción eléctrica.

Para profundizar y poder determinar con mayor precisión el alcance y las ventajas y desventajas de la transformación del gas de síntesis en energía eléctrica es necesario llevar a cabo un pequeño análisis del sector eléctrico español. Para ello toda la información que se presenta a continuación ha sido extraída de Red Eléctrica España, operador del sistema eléctrico y transporte de electricidad desde su creación en 1985.

Uno de los principales problemas que presenta la generación de energía eléctrica es que no puede almacenarse en grandes cantidades. Es por ello, que en todo momento debe existir un equilibrio entre generación y demanda para evitar desequilibrios que hagan que la frecuencia se desvíe de su valor nominal de 50 Hz. Red Eléctrica, como operador del sistema, es el encargado de asegurar este equilibrio entre generación y demanda, manteniendo siempre unos márgenes de seguridad que puedan hacer frente a situaciones inesperadas (caídas de generación, picos de demanda o cambios en el consumo previsto). Hoy en día Red Eléctrica cuenta con aproximadamente 44000 Km de líneas eléctricas y es el responsable también de gestionar los intercambios de energía con los sistemas exteriores.

Por otro lado, la curva de demanda peninsular sufre variaciones en función de la época del año o condiciones ambientales, entre otras. Sin embargo, su principal variación se produce por las diferencias de consumo entre las horas punta y las horas valle. Esto provoca que los sistemas de producción de energía eléctrica gestionables deban tener una mayor flexibilidad, ya que serán los encargados de corregir las desviaciones que se produzcan entre generación

y demanda a lo largo del día. Este hecho ha visto aumentada su importancia en los últimos años debido al incremento que ha experimentado el sistema español en fuentes de generación renovable y su prioridad de funcionamiento por delante del resto de tecnologías, ya que estas, al tratarse de fuentes de energía no gestionables, están supeditadas a las condiciones ambientales, provocando el crecimiento de la incertidumbre en su predicción. Además, con el objetivo de integrar el mayor número de fuentes renovables manteniendo la calidad, así como la seguridad del suministro, España cuenta con el Centro de Control de Energías Renovables (Cecre), centro pionero en el control y supervisión de fuentes renovables.

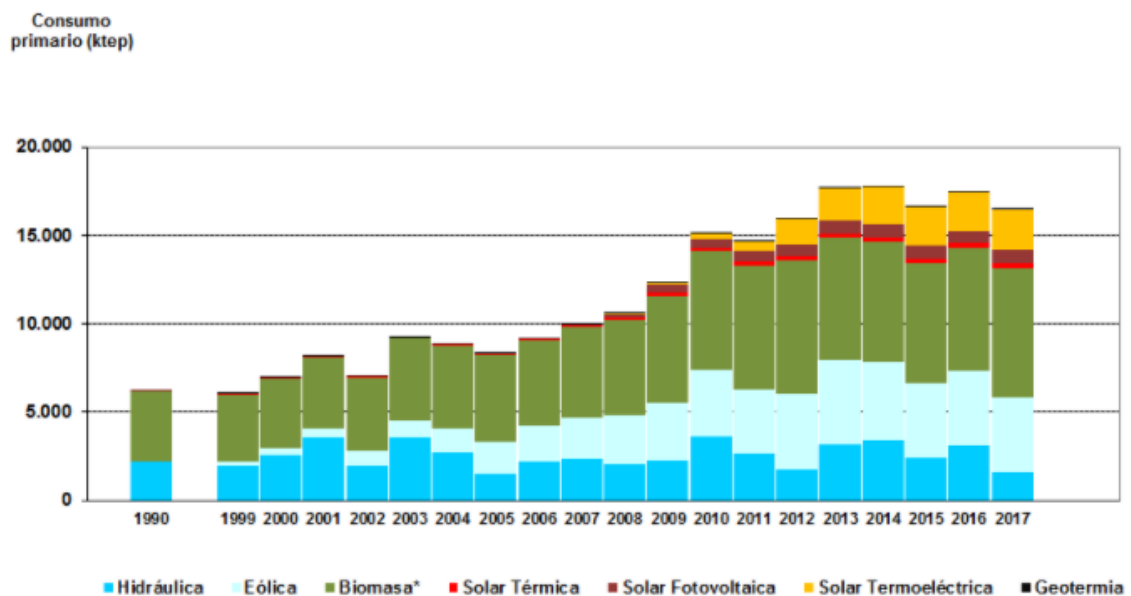


Figura 29. Evolución en España de energía proveniente de fuentes renovables (IDAE, 2020)

La mejora de la eficiencia del sistema eléctrico por medio del aplanamiento de la curva de demanda y la integración de las renovables son aplicaciones necesarias para el almacenamiento de energía, el cual, a pesar de ser complicado, se puede dar a lo largo de la cadena de suministro a través de: hidroeléctrica reversible (bombeo), almacenamiento térmico, pilas y baterías o condensadores y superconductores. Por ello, el fomento de mayores capacidades de almacenamiento de energía favorecerá una mayor integración de las renovables y evitará el vertido de energía, especialmente en períodos valle. En relación con esta cuestión Red Eléctrica tiene en marcha el proyecto Almacena, que consiste en un

almacenamiento electroquímico de energía conectado a la red, así como la construcción de una central hidroeléctrica reversible en la isla de Gran Canaria.

Las fuentes de energía renovable produjeron en 2020 en España el 43,6% de la generación total de electricidad, estableciendo su mayor participación histórica en el mix energético y aumentando en un 11,6% la producción de energía renovable del año anterior, a pesar de que en 2020 la generación eléctrica cayó en un 4%. La energía eólica, es de las fuentes renovables la que mayor participación tiene (22,6%), seguida de la hidráulica (11,9%) y la solar fotovoltaica (6,1%). Esta última, experimentó en 2020 un aumento interanual en su generación de más del 65%. Otro hecho muy relevante es la disminución que se produjo en la producción de carbón, la cual disminuyó en un 60%, alcanzando su mínimo histórico de participación en el mix energético (2%). Este crecimiento en la producción de energía renovable ha provocado que 2020 sea también el año con mayor producción de energía libre de CO₂, habiendo disminuido estas con respecto a 2019 en un 27,3% y situando el porcentaje de producción de energía eléctrica libre de emisiones de gases de efecto invernadero en un 67%. Todo estos datos, siempre teniendo en cuenta la situación en la que se han dado, estado de alarma y confinamiento domiciliario que ha provocado el descenso de la demanda eléctrica en un 5,6%, con picos de descenso del 20% si se comparan con períodos equivalentes de años anteriores, invitan a pensar que España se encuentra en el camino para alcanzar los objetivos establecidos para 2030 en materia de emisiones y producción de energía limpia y renovable (*Red Eléctrica de España, 2021*).

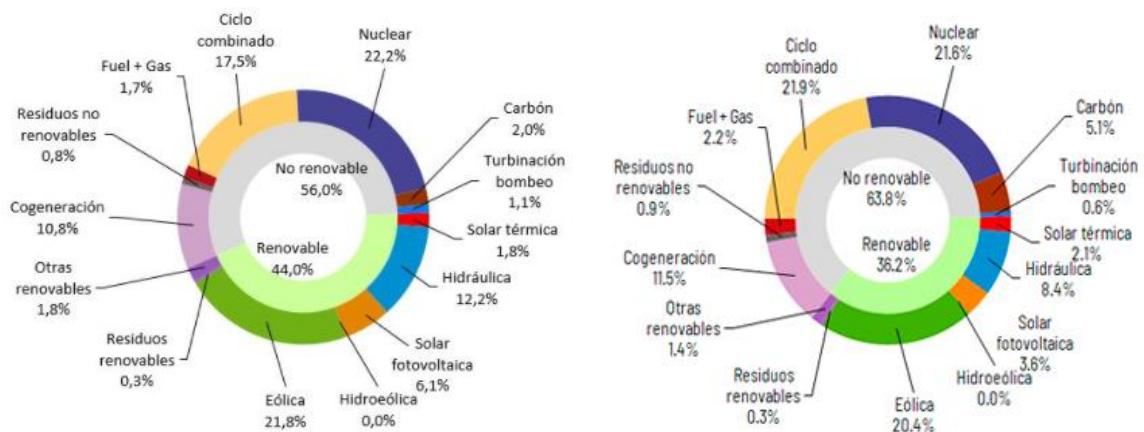


Figura 30. Comparativa mix energético 2020 (izq.) y 2019 (Red Eléctrica de España, 2021)

De acuerdo con lo que establece el Real Decreto 216/2014 (ley que regula el método de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen de contratación, Red Eléctrica publica de manera diaria los precios horarios fijados para el día siguiente. Esta curva de precios es el resultado de sumar el coste de producción, los peajes de transporte y distribución y los cargos por energía consumida. A su vez, el coste de operación se compone del precio horario del mercado diario, regulado por el Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE), las gestiones realizadas por Red Eléctrica y otros costes que recoge la normativa.

En relación con esto, hay que comentar también que el mercado eléctrico español, no se encuentra regulado por el gobierno, sino que se encuentra liberalizado y regido por un sistema de subastas, en el que las empresas generadoras de electricidad suministran la electricidad a un mismo precio fijado por la demanda estimada del día siguiente. Para la fijación de este precio común, la OMIE escoge las ofertas de los generadores de electricidad en un orden creciente de precio, es decir se van cogiendo las ofertas de más baratas a más caras hasta que se cubre la totalidad de la demanda., de manera que finalmente el precio de la energía eléctrica para el día siguiente es el de la última oferta con la que se sea capaz de cubrir la demanda esperada. Por ello, la oferta más cara es la que finalmente se acaba fijando como precio a pagar por la electricidad.

5.3.2. Inyección en redes de gas natural

En la actualidad, en España, existen ya numerosos sistemas y tecnologías renovables que suministran electricidad a la red. Sin embargo, pocos son los sistemas que se dedican a la generación de gas, más ahora que el mundo se dirige hacia un proceso de descarbonización y reducción de las emisiones contaminantes y que Europa ha marcado unos objetivos a cumplir en materia de emisión de gases de efecto invernadero y consumo de energía renovable.

Por ello, se considera que la inyección de gas en la red puede llegar a ser una solución óptima para el almacenamiento de los excedentes de energías renovables provenientes de fuentes de energía renovable con baja predictibilidad, principalmente eólica, ya que hay veces que cuando la generación de estas fuentes renovables es mayor de lo normal, el sistema no es capaz de asumir toda esta producción, lo que provoca que se hayan de desconectar generadores para evitar la saturación de la red eléctrica y que suponen el desaprovechamiento de energía. Todo esto lleva a considerar a la inyección del gas de síntesis en la red de gas natural, como una opción tanto válida a nivel técnico (se tendría que solicitar primero el permiso de inyección a la transportista de gas natural), como útil para mejorar la eficiencia energética del sistema.

En el caso concreto de este proyecto, el gas de síntesis se incorporaría a la red de gas natural para incorporar principalmente su nivel de H₂, el cual se mantendría siempre por debajo del 5 mol%, valor máximo admitido y el del CO, siempre inferior a 2 mol%. El principal problema que presenta esta tecnología, si se compara con la anteriormente comparada, es que a niveles de producción de syngas no muy grandes, la rentabilidad obtenida es menor, a pesar de que la inversión realizada para el adecuamiento del gas y su inyección sea menor.

Al igual que se hizo, en el apartado anterior con el mercado eléctrico español, se realizará también un pequeño análisis de la organización y funcionamiento de la red de gas natural de España. Para ello toda la información que se presenta a continuación ha sido extraída de Enagás, gestor técnico del sistema gasista español desde el año 200.

En España el desarrollo tardío del sistema de gas natural (finales de los años 60), viene provocada por la escasez de yacimientos naturales en España y la lejanía de esta con los principales yacimientos del norte de Europa y Rusia. En 1969 comienza a operar la primera planta de regasificación en España, con la construcción de la planta en Barcelona. Actualmente, la red española consta de más de 11000 km de gaseoductos, 6 plantas GNL (gas natural licuado) situadas en Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugarodos, 3 almacenamientos estratégicos y 6 conexiones internacionales, que unen la red

nacional con el norte de África, Portugal y Francia. En la siguiente imagen, se puede observar la actual distribución del sistema gasista español:



Figura 31. Distribución red de gas natural en España (Enagas,2021)

En 2020, año marcado por la pandemia del Covid-19, la demanda alcanzó los 360 GWh, lo que supone un incremento del 4% si se compara con la media de los últimos diez años y un 5% mayor que lo estimado por el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC), lo que confirma una tendencia creciente a lo largo de los últimos años. Además, en 2020, entró en vigor el Tanque Virtual de Balance, una nueva regulación que aúna la gestión de las seis plantas de regasificación del país y establece de manera virtual su almacenamiento conjunto. De manera, que la asignación de capacidad ha dejado de ser cronológica, para pasar a estar basada en un mecanismo de mercado en el que el gestor técnico del sistema lleva a cabo la asignación de toda la capacidad, exceptuando las destinadas al consumidor final y la conexión con las redes internacionales.

Por otro lado, si se observa el siguiente gráfico se puede apreciar en los últimos años una tendencia decreciente de las entregas de gas en el sistema eléctrico, habiendo descendido de

2019 a 2020 en aproximadamente un 20%. Todo esto viene provocado la mayor producción de energía renovable, la cual disminuye la participación en el mix energético de las tecnologías térmicas. Además, se aprecia también una reducción de la demanda de gas natural, cuando este llevaba en los últimos años una tendencia al alza. Este dato, en cambio, es una dato irreal, ya que, a causa de los meses de confinamiento, muchas Pymes estuvieron cerradas.

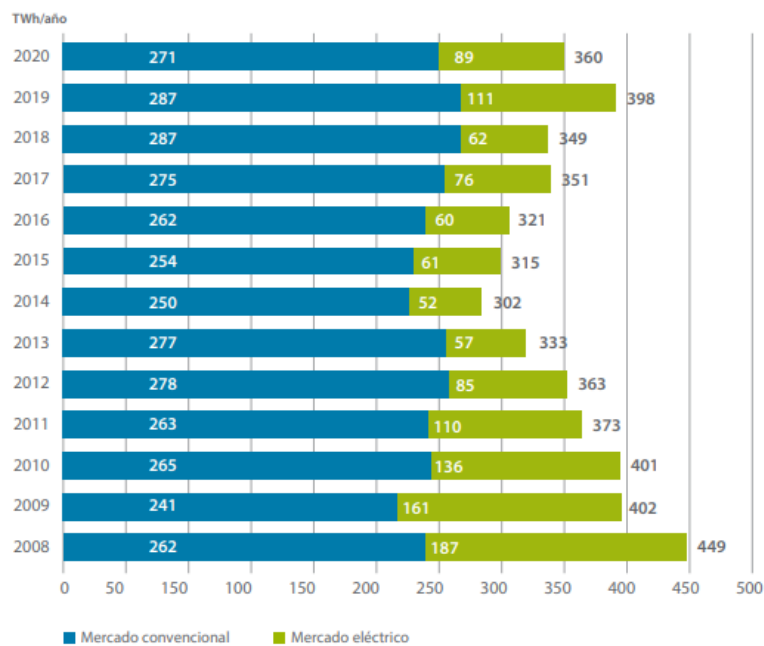


Figura 32. Evolución anual de la demanda de gas natural (Enagas, n.d.)

El gas natural se encuentra históricamente muy relacionado con otras materias primas, tanto por considerarse como materias energéticas sustitutivas, como por ser derivadas de este. El caso más claro es con el petróleo, ya que en la actualidad aún existen muchos acuerdos contractuales en materia de gas natural que se encuentran indexados a los precios del petróleo. De manera que cualquier variación en el precio de este suele influir directamente en el precio final del gas natural. Otro materia a tener muy en cuenta es el carbón, la cual ha ido disminuyendo a lo largo de los años su presencia en el mercado español, pero que continúa teniendo relevancia a nivel mundial. Por lo tanto, conocer su precio es otro input

que tener muy en cuenta. Por último, el precio del CO₂ es también una variable muy importante que considerar en la competencia de los mercados energéticos.

En resumen, el sector gasista es un mercado que va a sufrir importantes variaciones en materia renovable en los próximos años, que requerirán importantes esfuerzos de todos los miembros del sector, pero que está llamado a contribuir de manera muy activa en el proceso de descarbonización y transición energética.

5.4. CONCLUSIONES Y SELECCIÓN DEL USO FINAL DEL GAS DE SÍNTESIS

Tras haberse realizado en el apartado anterior una pequeña descripción de las principales aplicaciones que hoy en día puede tener el gas de síntesis generado en una planta de gasificación por plasma y haberse analizado, tanto el mercado eléctrico español, como el mercado nacional de gas natural, se cuenta con la suficiente información para tomar una decisión fundada en cuanto al uso que se le quiere dar a este.

En primer lugar, el gas de síntesis puede emplearse en dos grandes mercados, el eléctrico o el gasista. Para el primero se cuenta a su vez también con dos alternativas, el empleo de máquinas térmicas (motor de combustión interna o turbina de gas) o pilas de combustible.

En cuanto a las pilas de combustible, como se comentaba con anterioridad, se trata aún de una tecnología en vías de desarrollo, por lo tanto, para un proyecto como el de estas características hay todavía pocos tipos de pilas y empresas en el mercado. En el caso de seleccionarse esta tecnología, la pila de combustible a seleccionar debería ser válida para aplicaciones estacionarias y elevada capacidad de potencia, ya que se estima que la planta sea capaz de generar en torno a 16 MW de potencia. Además, la pila debería constar de un rendimiento aceptable y tolerar pequeñas impurezas del H₂, que no se hayan podido eliminar en la etapa de neutralización, y que, evidentemente, sea económicamente competitiva y tenga una vida útil larga.

En la actualidad, las pilas que mejor se pueden adaptar a estos requerimientos son las pilas tipo PEMFC, desarrolladas entre otras empresas por: Ballard, Hydrogenics o Fuel Cell Energy. Observando los catálogos que estas empresas tienen disponibles, se ha visto que la opción más interesante sería el modelo Ballard's Clear Gen fuel cell system (*Ballard Power*, n.d.), que ofrece un rendimiento de una tasa de entrada de H₂ de 63 kg/h con una eficiencia del 40%. Sin embargo, este modelo, al igual que los consultados en el resto de catálogos de las demás empresas, solo ofrecen una potencia neta máxima de 1MW, lo cual implicaría, que, si como se ha estimado la potencia necesaria fuera de 16 MW, la instalación de 16 pilas. Esto, a pesar de ser una solución factible, no se considera una solución adecuada y práctica para el proyecto. De manera que se desecha esta tecnología como aplicación del gas obtenido.

Descartada la opción de las pilas de combustible, como opciones eléctricas nos quedan el motor de combustión interna y la turbina de gas. Es cierto que el motor de combustión presenta un rendimiento mayor al de la turbina y que la turbina precisa de un compresor que incremente la presión a 7 bar, el cual además tiene un consumo alto de potencia, reduciendo aún más la eficiencia del proceso. Sin embargo, debido a las altas temperaturas a las que se produce la gasificación por plasma, sería muy útil la recuperación de ese calor sensible del proceso de gasificación y su transformación en energía eléctrica, a través de un ciclo Rankine. Por ello, se considera la opción del ciclo combinado como una alternativa más eficiente, a la par que económicamente atractiva, ya que se hace uso de ese vapor, que en caso contrario sería desperdiciado. Además, durante el proceso de enfriamiento del syngas, el cual sale del gasificador a temperaturas cercanas a los 1000°C, se produce también vapor que si se es aprovechado puede hacer que el rendimiento global de la planta alcance el 80%.

No obstante, como se ha comentado en el análisis del mercado eléctrico español, la distribución que se hace de los recursos energéticos disponibles para cubrir la demanda se lleva a cabo, en función del precio del KW/h. Este sistema, como también se ha dicho beneficia a las fuentes renovables, haciendo que la participación de tecnologías más caras, como los ciclos combinados, decaiga. Además, viendo los acuerdos a los que se ha llegado

y los objetivos que se han marcado para 2030 y 2050, en cuanto al crecimiento de la participación de las fuentes renovables en el mix energético, todo apunta a que esta situación aún será más evidente en los próximos años.

Por todo ello y por la multitud de proyectos y fuentes renovables que se dedican ya a la generación de energía eléctrica, se considera más interesante para el proyecto la opción de inyección del gas en redes de gas natural.

Esta opción, a pesar de ser una opción económicamente menos atractiva, requiere de una menor inversión, ya que en este caso solo se necesita que el gas de síntesis cumpla con las especificaciones de composición necesarias y un compresor que inyecte, a la presión requerida el gas a la red. Se trata, además, una opción estrechamente alineada con los ODS y los objetivos marcados por Europa, ya que se contribuye a la sustitución de un combustible fósil, por uno verde como es el syngas.

Por último, es importante recordar que en España existen muchas fuentes renovables, pero pocas dedicadas al gas, y esta puede ser una buena oportunidad de estudiar la verdadera utilidad de esta opción y su rentabilidad y contribución medioambiental a medio-largo plazo.

5.5. JUSTIFICACIÓN DEL USO SELECCIONADO

Para entender mejor el uso de syngas que se ha elegido, inyección en gasoducto de transporte de gas natural, es preciso analizar algunos aspectos relacionados con:

- Principales emisores de CO₂.
- Situación de las energías renovables para generación eléctrica en España.
- Futuro del gas en España.

5.5.1. Principales emisores de CO₂

Según datos de la EPA (United States Environmental Protection Agency), en el año 2014 se emitieron a nivel mundial casi 10.000 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera, con la siguiente evolución y el siguiente reparto por actividad:

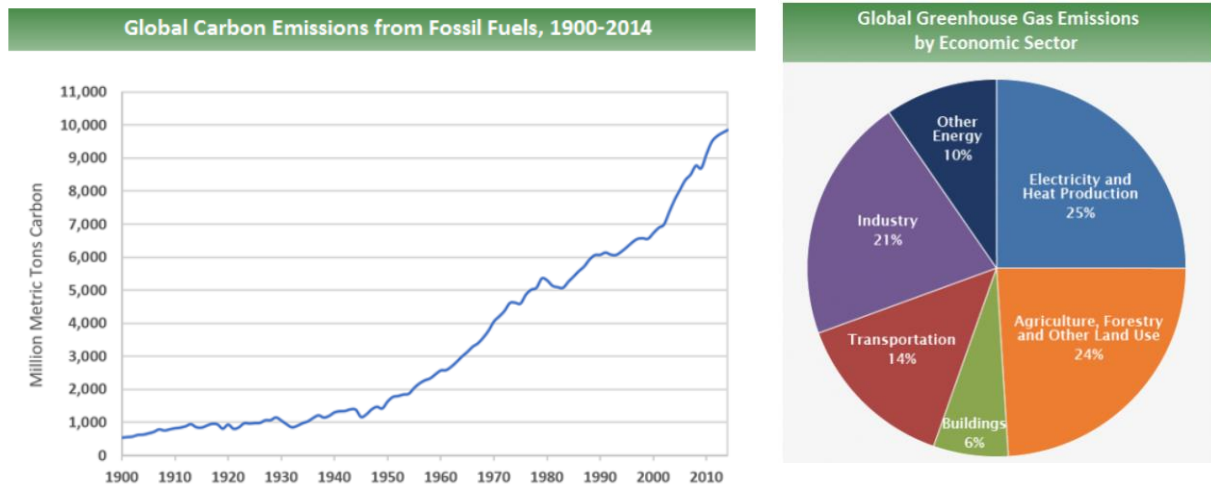


Figura 33. Emisiones globales de CO₂ (US EPA, 2021)

De estas gráficas se deduce que, globalmente, alrededor del 25% de las emisiones de gases de efecto invernadero se producen en la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles y de la generación de calor, generalmente en calderas de gas.

En concreto en España, lugar de estudio del proyecto, las emisiones de CO₂ en 2019 supusieron un total de 313,5 millones de toneladas, lo cual implica un aumento del 8,3% con respecto al año 1990. Además, en el año 2019, del total de emisiones de CO₂ únicamente el 15% correspondieron a emisiones derivadas de la generación eléctrica, debido principalmente a la caída en la generación eléctrica a través de carbón (-64,9%) y al aumento de producción de energía eólica (+9,4%), solar fotovoltaica (+19%) y solar térmica (+16,8%) (Gobierno de España, 2019).

Parece paradójico el esfuerzo mundial por la instalación de las llamadas fuentes de energía renovable que, básicamente, consisten en la sustitución de las fuentes de generación de energía eléctrica de origen fósil por otras renovable (eólica y solar en sus diferentes

versiones), cuando este sector sólo representa el 25% de las emisiones globales y un 13,5% de las emisiones españolas. En contraposición, apenas se encuentran esfuerzos investigadores e inversores para la sustitución de los combustibles de origen fósil en el resto de las aplicaciones contaminantes.

Aunque el resultado sólo representa un porcentaje testimonial, el siguiente sector con una alta participación en el total de emisiones de CO₂ y en el que se están acometiendo esfuerzos inversores en la reducción de emisiones, es el transporte. La creciente participación de los vehículos híbridos y eléctricos en el parque automovilístico mundial empieza a arrojar resultados positivos, aunque muy modestos, en la emisión de CO₂. Adicionalmente, la mayor parte de las emisiones de CO₂ en transporte, no se generan en vehículos ligeros de uso privado, sino en grandes vehículos pesados, en los que la adopción de tracción eléctrica es, de momento inviable, por la dimensión de las baterías acumuladoras disponibles en el mercado. Así pues, el grueso de los esfuerzos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y, en particular, de CO₂ se concentra en la supresión de los combustibles fósiles en la generación eléctrica.

Con este escenario, es inviable alcanzar los objetivos de emisiones marcados por las autoridades europeas y españolas. Es, por tanto, de vital importancia el poder encontrar la manera de atajar las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria, en el sector residencial y en el sector terciario (comercial y hospitalario), todos ellos consumidores intensivos de gas natural.

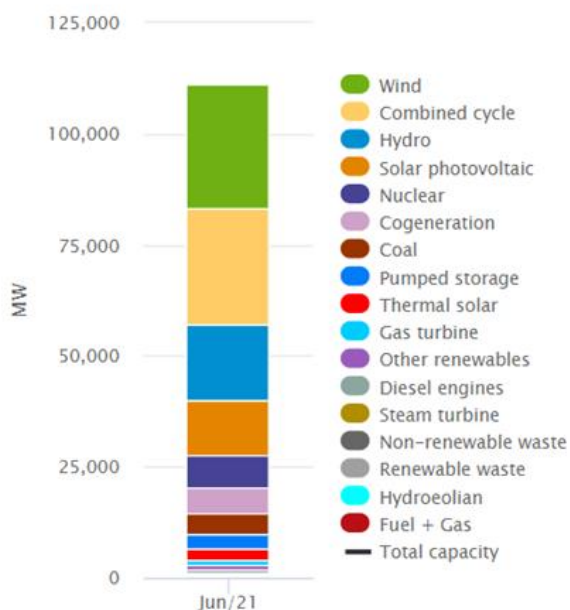
5.5.2. Situación de las energías renovables para generación eléctrica en España

España es uno de los países más avanzados en el mundo en instalación de plantas de generación eléctrica renovable: solar fotovoltaica, solar térmica (con almacenamiento por sales o no) y eólica.

Según datos facilitados por Red Eléctrica Española, la capacidad total de generación eléctrica instalada en España, a junio de 2021 es de:

NATIONAL INSTALLED CAPACITY

June 2021



Fuente	Potencia Instalada
Ciclos Combinados	26.250 MW
Fuel + Gas	8 MW
Carbón	4.884 MW
Turbina de gas	1.149 MW
Motores Diesel	770 MW
Turbina de vapor	483 MW
Residuos no renovables	441 MW
Total no renovable	33.985 MW

Fuente	Potencia Instalada
Eólica	27.687 MW
Hidroeléctrica	11 MW
Hidráulica	17.093 MW
Hidráulica de bombeo	3.331 MW
Solar fotovoltaica	12.555 MW
Solar térmica	2.304 MW
Residuos renovables	170 MW
Otros renovables	1.093 MW
Nuclear	7.117 MW
Cogeneración	5.694 MW
Total Renovable	77.055 MW

Figura 34. Potencia instalada en España en 2021 (Red Eléctrica de España, 2021)

Se ha considerado, a los efectos de este análisis, que la energía nuclear, por su ausencia de emisiones, es renovable y que la cogeneración, por ser una generación combinada de calor y electricidad de muy alta eficiencia, es también renovable. Con todo ello, se observa que la potencia total instalada en España es de 111.040 MW, siendo el 69,39% de origen renovable.

Es de destacar que el consumo histórico máximo pico en España es de 45.050 MW (Barrero, 2020). Lo que viene a suponer el 40% del total de la capacidad instalada y tan solo el 58% del total de capacidad renovable instalado. Si se atiende a la generación eléctrica real, Red Eléctrica Española informa que en el acumulado desde el 1 de enero de 2021 hasta el 24 de junio de 2021, el mix de generación eléctrica, en GWh, es el siguiente:

Carbón	1.979,29	
Motores diésel	1.074,77	
Turbina de gas	146,53	
Turbina de vapor	479,38	
Ciclo combinado	15.504,63	
Residuos no renovables	1.057,20	
Total No Renovable	20.241,81	16,29%
Nuclear	25.840,90	
Hidráulica	18.953,90	
Hidráulica bombeo	1.523,44	
Hidroeólica	10,47	
Eólica	30.970,32	
Solar fotovoltaica	9.386,64	
Solar térmica	2.039,70	
Otras renovables	2.205,64	
Cogeneración	12.722,83	
Residuos renovables	401,10	
Total Renovable	104.054,93	83,71%
Generación total	124.296,74	100,00%

Figura 35. Mix generación eléctrica (1 enero-24 junio 2021) (Red Eléctrica de España, 2021)

Se observa que, pese a que la capacidad renovable instalada es más que suficiente para cubrir la demanda teórica de electricidad, una buena parte de la capacidad renovable instalada es “no gestionable”, es decir, no está disponible a demanda, sino que genera energía eléctrica cuando las condiciones meteorológicas lo permiten. Por esa razón, el 16,29% de la

generación eléctrica en España en lo que va de año 2021, es de origen no renovable, fundamentalmente ciclos combinados. Estos ciclos combinados, pese a su pequeña producción, son los principales causantes de las emisiones de CO₂ en España en generación eléctrica. Se puede ver en la gráfica siguiente, que este volumen de emisiones, situado en una horquilla comprendida entre las 28.000 y las 60.000 toneladas equivalente de CO₂, es muy bajo, comparado con el volumen total de emisiones contaminantes en España:

CO₂ EQ. EMISSION FACTOR AND GHG EMISSIONS REGARDING NON-RENEWABLE NATIONAL GENERATION

From 06/19/2021 to 06/25/2021

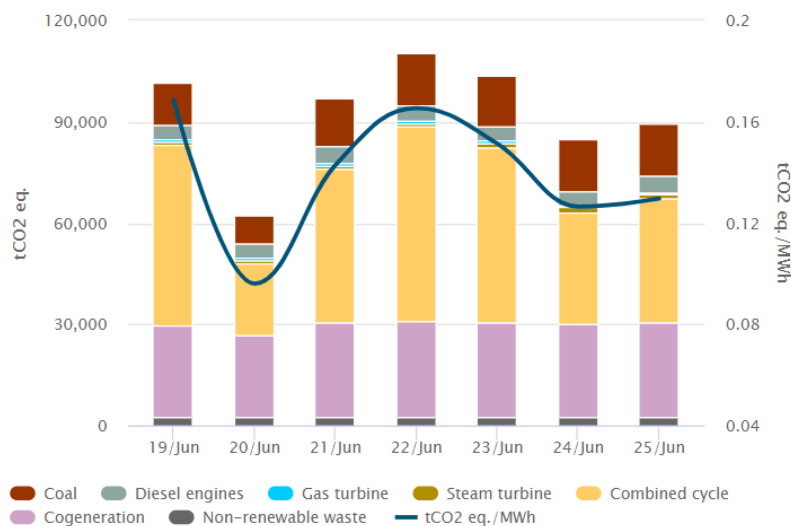


Figura 36. Emisiones de CO₂ de fuentes no renovables (Red Eléctrica de España, 2021)

Si la situación actual de la generación eléctrica es muy favorable a la generación renovable (debemos de tener en cuenta que las cifras presentadas corresponden a meses con escasa generación solar, por ser invierno y primavera), esta situación se verá aún más favorecida con los nuevos proyectos renovables aprobados o en lista de espera para ser instalados en España. Según publica el diario El Economista en su edición del 20 de abril de 2021, en febrero de 2021, existían 13.400 MW de potencia eólica y 9.800 MW de fotovoltaica en procesos de tramitación de permisos, mientras que a fecha de abril de 2021 habían obtenido

los permisos de instalación, más de 140.000 MW, repartidos en 40.000 MW en energía eólica y 100.000 MW en fotovoltaica, y habiéndose rechazado más de 116.000 MW de potencia (Esteller, 2021).

Todas esas cifras suponen que, en pocos años, la capacidad total instalada en España aumentará un 126% y las energía renovables sumarán una capacidad instalada total de 217.555 MW, un 482% del pico histórico de demanda total en España. Por tanto, en estas condiciones pensar en utilizar un gas de origen renovable, para generar energía eléctrica y aumentar aún más, e innecesariamente, el exceso de capacidad instalada no parece la solución más adecuada. Hay que tener en cuenta, además, que las energía renovables mayoritarias (solar y eólica) trabajan con unos OPEX muy bajos comparados con los de una planta de gasificación por plasma. En un mercado competitivo, la planta de gasificación por plasma sería incapaz de ofrecer unos precios que compitan con otras tecnologías mucho más económicas.

En este punto es interesante apuntar que, aunque muchas de las tendencias actuales de las pequeñas plantas de generación distribuida están enfocadas a la instalación de microrredes, esta alternativa queda descartada por varios motivos:

- Exceso de potencia renovable eléctrica instalada.
- Tamaño de la planta: la planta contemplada en el proyecto tendría una generación eléctrica del orden de 16 MW. Esta potencia, en condiciones normales, sería suficiente como para abastecer a 6.000 familias. Aunque hay microrredes de ese tamaño y mayores, se considera que es un tamaño muy grande para gestionarla como una microrred que, adicionalmente, debería estar integrada en el entorno urbano de una ciudad española, de la cual se piensa obtener los RSU necesarios para la obtención del syngas, lo cual es desaconsejable.
- Hay dos definiciones de micro red. Según el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER, 2021): “Se define como microrred a una agregación de cargas y microgeneradores operando como un sistema único que provee tanto de energía

térmica como eléctrica”. La Unión Europea, dentro del programa Microgrids, del VI Programa Marco, la define como: “Las microrredes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento. La microrred puede ser operada tanto en modo no autónomo como autónomo”. Es evidente que la planta de valorización energética de residuos por plasma no cumpliría con ninguna de estas dos definiciones, al tratarse de un único generador, sin aprovechamiento térmico en un núcleo residencial o industrial, y sin almacenamiento.

5.5.3. Situación del gas en España

El sistema gasista español, está compuesto por una red troncal de gasoductos operados a alta presión, 72 bar, por el que circula gas natural de origen fósil. La procedencia de este gas natural, principalmente, es de Argelia y del norte de Europa, ambos a través de gasoductos, así como de otras regiones geográficas más alejadas transportado por barcos metaneros y posteriormente regasificados en cualquiera de las plantas regasificadoras que existen en el país. Posteriormente, este gas es transportado y distribuido a través de redes capilares, a núcleos urbanos e industriales.

Como se ha visto anteriormente, sólo el 13,5% de las emisiones de gases de efecto invernadero proviene de la generación eléctrica de origen fósil. El resto, exceptuando las emisiones en agricultura y en transporte, provienen del uso del gas natural en aplicaciones industriales y residenciales, suponiendo un total del 33,7% de las emisiones de gases de efecto invernadero y sobre las que todavía no se han iniciado acciones significativas de reducción de emisiones.

La situación es tan paradójica, que estamos presenciando un esfuerzo inversor enorme en inversiones de generación eléctrica renovable, hasta el punto de que alcanzaremos en breve una capacidad instalada renovable de casi el 500% de la demanda, mientras que sobre las emisiones industriales y residenciales, apenas se está haciendo algo para reducirlas.

Este hecho no es desconocido para los grandes operadores energéticos, los cuales conscientes del exceso de capacidad instalada de generación eléctrica, han desarrollado proyectos dirigidos a la construcción en España de dos fábricas para la producción de electrolizadores, es decir, equipos para generar H₂ a partir del agua.

Según la publicación PV Magazine (Sánchez Molina, 2021):

La petrolera parte del grupo Repsol, Petronor, y la empresa de ingeniería Sener han formalizado hoy el acuerdo para la puesta en marcha de una planta de electrolizadores que estará ubicada en Bizkaia. La planta se comenzará a construir en 2021 y se prevé que entre en funcionamiento en 2022 en su primera fase.

Contará con una inversión de 120 millones de euros, y es uno de los 34 proyectos del Corredor Vasco del Hidrógeno, BH₂C una iniciativa propuesta por Petronor en la que participan 78 empresas y organizaciones, que pretende contribuir al cambio el modelo energético y económico para avanzar en la descarbonización de sectores estratégicos como energía, movilidad, industria y servicios.

Por otro lado, Iberdrola y Cummins han invertido 60 millones de euros en la construcción de una fábrica de electrolizadores, la cual estará ubicada en Guadalajara e iniciará la producción de hidrógeno verde en el verano de 2023.

Por todo ello, resultaría contradictorio que, estándose dedicando tantos esfuerzos para la obtención de hidrógeno verde a través de hidrólisis, proceso de elevado consumo eléctrico, se utilizase el hidrógeno verde del proyecto de gasificación por plasma para la generación de energía eléctrica.

Además, recientemente, uno de los mayores operadores gasísticos de España, Naturgy, publicó una nota de prensa, en la que informaba que había realizado la primera inyección de gas renovable procedente de vertedero en la red de distribución general. Se indicaba también

en la nota de prensa que, el objetivo de Naturgy para el año 2050 era que todo el gas que circulara por sus redes procediera de fuentes renovables, y que por ello, la compañía se encontraba embarcada en diversos proyectos de biometano e hidrógeno por valor de 4.000 millones de euros (*Naturgy Marca Un Hito En La Transición Energética de España Con La Primera Inyección de Gas Renovable Procedente de Vertedero* , 2021).

Es por ello, evidente la implicación existente tanto en Naturgy como en otros operadores gasistas, con el proceso de descarbonización y los esfuerzos que están dedicando a la inyección de combustibles gaseosos renovables, entre ellos el H₂, en la red troncal de distribución.

5.5.4. Inyección de syngas a la red de gasoductos

Tras todo lo señalado en los apartados anteriores, se puede concluir lo siguiente:

- Se ha hecho un gran esfuerzo en materia de generación de energía eléctrica para la sustitución de combustibles fósiles, por energías no contaminantes mediante grandes inversiones en proyectos renovables. El resultado es una considerable sobrecapacidad eléctrica renovable instalada.
- Apenas se han adoptado medidas para la sustitución de los combustibles fósiles, principalmente gas natural, en la industria y en el sector residencial. Los grandes operadores del sistema se encuentran actualmente dando los primeros pasos en esa dirección. Para ello, han realizado inversiones muy importantes para la generación de hidrógeno verde, mediante procesos altamente consumidores de electricidad.
- Naturgy, y seguidamente es muy probable que lo hagan el resto de operadores del sistema, ha declarado que para el año 2050, por sus gasoductos solo circulará gas de origen renovable, entre ellos el H₂. De hecho, ya ha materializado el primer proyecto de inyección de biogás procedente de vertedero a la red troncal de gasoductos, primer paso para cumplir su objetivo del año 2050.
- El syngas producido en la planta de gasificación por plasma del proyecto, es un bien muy valioso que debería ser entregado a la red troncal de gasoductos y contribuir a

la reducción de consumo de gas natural de origen fósil. Su utilización para generar energía eléctrica sería contradictoria con todos los movimientos que está experimentando el mercado eléctrico español y con la sobrecapacidad de energía renovable que actualmente existe en España.

En este punto del capítulo, lo que queda por analizar es la seguridad de la inyección del syngas, con un contenido de alrededor de un 50% de H₂, a la red de gasoductos.

En principio se debe considerar que la generación de syngas de un proyecto de gasificación por plasma de esta naturaleza y dimensión, produciría un caudal másico de syngas despreciable si se compara con el caudal másico de gas natural que circula por un gasoducto de la red troncal. En tal sentido, la alteración de la composición media del gas natural sería despreciable y el porcentaje de H₂ en el caudal total del gasoducto, apenas aumentaría unas décimas de punto porcentual. No obstante, este asunto ha sido fruto de numerosos estudios científicos. En concreto, en el trabajo se citará uno publicado en la reconocida revista científica, Elsevier (Clees, Baldin, Klaasen, Nikitina, & Nikitin, Vol 234, 14/Abril/2021) en donde, bajo el título “Efficient method for simulation of long-distance gas transport networks with large amounts of hydrogen injection”, se presentan las conclusiones del estudio de simulación del comportamiento de redes de transporte de gas de larga distancia, con grandes inyecciones de H₂:

- La legislación actual exige simulaciones en redes de distribución de gas con contenidos de H₂ superiores al 10%.
- En este estudio, se desarrolla un modelo de simulación del transporte de gases de origen renovable y la inyección de H₂ en redes de gas natural.
- Los modelos utilizados son los del GERG (European Gas Research Group).
- La conclusión del estudio es que: “Los resultados para los escenarios de transporte alemanes indican que, con inyecciones de hidrógeno grandes, se pueden esperar cambios de flujo considerables y composiciones de gas localmente bastante diferentes en Alemania, y una red de hidrógeno puro necesitaría grandes inyecciones adicionales, principalmente desde la parte noroeste de Europa.”

- En ningún momento se señalan riesgos en la operación de sistemas de gas con grandes contenidos de H₂.

En resumen, la inyección de syngas o de H₂ puro en redes de distribución de gas natural no sólo está en la agenda de los grandes operadores gasistas, sino que además ha sido estudiado por modelos del GERG, mostrando el impacto que dicha inyección supondría. Por los resultados que en él se presentan, no se espera ninguna complicación, ni peligro en el transporte de hidrógeno por gasoductos, sino que se considera que en un futuro cercano las grandes redes gasistas europeas transportarán grandes cantidades de H₂.

De hecho, todo lo comentado hasta ahora no se basa únicamente en convicciones teóricas, sino que como recoge el diario británico The Guardian, en su edición del 24 de enero de 2020, H₂, libre de carbono, ha sido inyectado por primera vez en una red de gas natural británica. La mezcla inyectada, con un 20% de H₂, serviría para suministrar calor a 100 hogares y 30 edificios de la Universidad de Keele (Staffordshire). Como también se indica en la publicación, el H₂ es obtenido mediante la hidrólisis del agua, en unos hidrolizadores, los cuales empleando energía eléctrica disocian el agua en H₂ y O₂ (Murray, 2020).

El proyecto en cuestión, HyDeploy Project, indica que el H₂ puede ser inyectado en las redes de gas natural, sin necesidad de modificar los electrodomésticos fabricados a partir de 1996, los cuales, según la ley vigente, son capaces de trabajar con porcentajes de H₂ de hasta el 23%. Además, también se indica en este que los materiales usados en las redes de gas son capaces de trabajar con niveles de H₂ muy altos.

Es evidente que la idea del proyecto, aun siendo novedosa, tiene, al menos, un precedente real y operativo.

La inyección de H₂ en las redes de gas natural es el futuro y no sólo está en las agendas de los operadores gasísticos, sino que está captando ya, de facto, importantes inversiones en equipos de generación de H₂ y en mejoras de las redes de transporte. El ejemplo británico citado, aunque de pequeña escala, demuestra la viabilidad técnica de la solución al gestionar

una mezcla con un contenido del 20% de H₂. Sin embargo, no hay que olvidar que en el proyecto de gasificación, el caudal de syngas (con un 40% de H₂) será insignificante comparado con el caudal de gas natural del gasoducto, alterando tan sólo en décimas porcentuales el contenido de H₂ de la mezcla resultante.

Por último, uno de los principales argumentos que se presentan con respecto a esta solución es la dificultad en el transporte del hidrógeno. Sin embargo, en este aspecto llevan desde el año 2020 trabajando diversas compañías dedicadas a la infraestructura de gas, entre ellas la compañía española Enagás, las cuales en el informe European hydrogen backbone, de Gas for Climate, propusieron entre otras cosas, la creación de una red troncal europea de hidrógeno, que conectara los principales centros de suministro y demanda. A continuación, se muestra la futura red de hidroductos prevista para el año 2040 en España.



Figura 37. Red española de hidroductos prevista para 2040 (Trincado, 2021)

El hidrógeno verde es el futuro vector energético predominante en el sistema energético europeo. Su utilización en los sectores industrial, residencial y de transporte contribuirá definitivamente a la reducción de las emisiones de CO₂ a niveles próximos a cero.

Capítulo 6. PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN

6.1. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

Para la selección de la ubicación de la planta se han de cumplir, al menos, los siguientes requisitos:

- a) Que la localización seleccionada no disponga de una instalación de valorización energética próxima. Este factor es poco limitativo ya que actualmente España solo consta con 12 incineradoras en funcionamiento, repartidas entre 7 comunidades autónomas (Palma de Mallorca, Tenerife, Girona, Lleida, 2 en Barcelona, La Coruña, Bilbao, San Sebastián, Madrid y Melilla).
- b) Que haya una importante cantidad de RSU en un radio de no más de 40 km a la redonda, de manera que no se encarezca el transporte. Como se comentó al inicio del trabajo, en España, de media, cada ciudadano genera 470 kg anuales de RSU. Por tanto, la planta deberá ser instalada en una zona en cuyo radio de 40 km disponga de, al menos, 110.000 habitantes. Este factor sí es muy limitativo ya que ello obliga a instalar la planta en zonas próximas a capitales de provincia y con alta densidad de población periférica.
- c) Que disponga de grandes cantidades de residuos forestales y/o agrícolas sin valorización actual. Pueden ser zonas de alta producción de cereales (trigo, cebada, maíz) o zonas del centro de España con alta tasa de residuos de pinos u otros árboles.
- d) Que la zona en la que finalmente se acabe instalando la planta pase la red de gaseoductos nacional, de manera que se evite tener que invertir dinero en el transporte del gas hacia la línea de gaseoductos principal y la inyección del syngas pueda hacerse de manera sencilla desde la planta. Como se puede apreciar en la siguiente imagen, la red nacional de distribución de gas nacional no pasa por todas las capitales de provincia y hay extensas zonas de España que no cuentan con un gaseoducto cercano. Es por ello que esto delimita aún más las opciones para la selección de la localización.



Figura 31. Distribución red de gas natural en España (Enagas, 2021)

A pesar de las restricciones anteriormente comentadas, que han limitado en gran medida las localizaciones factibles para la planta, finalmente se ha optado por situar la planta de gasificación por plasma en Castilla y León, concretamente en la ciudad de León.

Se ha optado por la elección de Castilla y León, ya que esta combina dos de los requerimientos principales del trabajo, que son la combinación de residuos sólidos urbanos y la disponibilidad de altas tasas de biomasa valorizable, aparte de no existir aún ninguna instalación de valorización energética en la comunidad. Castilla y León cuenta con varias ciudades que superan los 100.000 habitantes, por lo cual se asegura una llegada de residuos sólidos urbanos lo suficientemente grande y, además, Castilla y León es la comunidad autónoma más grande de España, con más de 94.000 km², de los cuales cerca de un 94% están destinados a actividad agrícola y forestal. Según datos del 2017, de la Junta de Castilla y León, un 37% de la superficie se encuentra ocupada por tierras de cultivo (3,5 millones de ha), el 32% por terreno forestal y el restante 25% por prados y pastizales (Junta de Castilla y León, n.d.).

Finalmente, se ha optado por León por encima de otras ciudades castellanas, principalmente debido a dos factores: la disponibilidad de un gaseoducto cercano y el número de habitantes y generación de residuos sólidos urbanos en estas. Si se observa en la anterior imagen (ver figura 31.) la distribución nacional de red de gas natural se puede apreciar que solo 3 ciudades cuentan con conexiones directas a esta: Burgos, León y Valladolid. De estas tres Burgos y Valladolid presentan una generación de residuos sólidos urbanos y envío a vertederos, superior a la estimación inicial que se había hecho de la planta (en torno a las 50.000 toneladas) y es objeto principal de este proyecto, la presentación de una alternativa real y viable que pueda reemplazar a los vertederos, de manera que la planta proyectada debe ser capaz de cubrir, casi en su totalidad, la demanda actual del vertedero, al cual pretende sustituir como alternativa de tratamiento y gestión de residuos. Por todo ello, la ciudad elegida ha sido León. León cuenta con una población cercana a los 125.000 habitantes, siendo la cuarta ciudad más habitada de Castilla y León, tras Valladolid, Burgos y Salamanca. En 2019 la ciudad de León generó 54.000 toneladas de residuos.

6.2. RESIDUOS APROVECHABLES EN LA CIUDAD DE LEÓN

En cualquier lugar económicamente desarrollado, la generación de residuos es una consecuencia directa de este desarrollo. Estos residuos han de ser separados y gestionados adecuadamente, por ello es de vital importancia conocer el volumen de residuos al que se va a tener que hacer frente.

En el caso concreto de este proyecto, en la ciudad de León, se van a considerar tres tipos de residuos, los cuales por sus características y disponibilidad resultan interesantes para el estudio de esta tecnología: los residuos sólidos urbanos, los residuos agrícolas y los residuos forestales.

6.2.1. Residuos sólidos urbanos

Se incluye en estos el conjunto de los residuos domiciliarios, tanto aquellos orgánicos que son depositados en los contenedores verdes y grises, así como aquellos residuos de recogida

selectiva (papel y cartón, envases y plásticos y vidrio) y de recogida domiciliaria y en puntos limpios (aparatos eléctricos y electrónicos, pilas, aceite vegetal y ropa y calzado).

Según los datos facilitados por el Ayuntamiento de León, en el año 2019 cada leonés generó de media 440 kg de residuos, teniendo en cuenta únicamente los residuos orgánicos y de recogida selectiva, lo que supone un incremento del 0,2% con respecto al año 2018. Si se comparan estos residuos con respecto a la media nacional, que según los datos publicados por el INE en el año 2017 es de 484 kg, se puede observar que la media en León es apreciablemente menor. Además, si se observa la siguiente tabla se puede apreciar que en los últimos 20 años la cantidad de toneladas de residuos sólidos urbanos generados ha disminuido en más de un 15%, situándose prácticamente en su valor mínimo desde que se comenzó a registrar estos datos (Ayuntamiento de León, 2020).

Año	Toneladas	Kg /habitante	Media España (Kg./habte.) [†]
1996	59.407	409	442
1997	59.850	406	---
1998	63.066	431	442
1999	64.975	440	478
2000	65.155	457	493
2001	61.951	435	475
2002	59.058	417	487
2003	63.804	444	483
2004	61.705	437	491
2005	61.674	440	503
2006	62.061	453	509
2007	62.239	459	550
2008	61.765	454	532
2009	61.055	455	483
2010	60.696	453	519
2011	59.784	450	504
2012	56.737	431	485
2013	53.554	410	468
2014	54.470	420	459
2015	53.484	418	466
2016	54.348	431	471
2017	53.144	424	484
2018	54.681	438	Pendte. publicar
2019	54.748	440 ^{2 3}	Pendte. publicar

Tabla 4. Evolución de la producción de residuos en León (Ayuntamiento de León, 2020)

En León, de la gestión de residuos sólidos urbanos se encarga la empresa Reciclaje Y Tratamiento De Residuos Plásticos Sociedad Limitada y comprende dos fases: la recogida y el tratamiento.

Los residuos generados en León se diferencian en dos grupos principales. El primer grupo se conoce como residuos domésticos mezclados y se encuentra formado la fracción orgánica y el resto de residuos que no requieren una separación selectiva domiciliaria, los cuales son transportados al Centro Provincial de Tratamiento de residuos (CTR), el cual se encarga del tratamiento primario, que consiste en la separación de los materiales rechazables, es decir, los destinados al vertedero, y clasificar el resto de residuos para su reciclaje o valorización.

Este grupo conforma el 77% del total de los residuos. El segundo grupo está formado por los residuos de recogida selectiva y puntos limpios y conforman el 23% de los residuos. En la siguiente tabla, se puede observar la composición del total de residuos y su equivalencia en toneladas.

FRACCIÓN	TONELADAS	Kg/Habte	% del total de residuos
PAPEL Y CARTÓN	4.168	34	7,6
VIDRIO	2.564	21	4,7
ENVASES LIGEROS	1.907	15	3,5
PILAS ¹	12	93	0,0
RAEE	461	4	0,8
ACEITE MINERAL ²	7		0,0
ACEITE VEGETAL	33		0,1
TEXTIL	268	2	0,5
ENSERES Y VOLUMINOSOS	1.605	13	2,9
BIORRESIDUOS ³	1.261	5	2,3
RCD	128	1	0,2
RESTO SELECTIVA	221	1,8	0,4
TOTAL SELECTIVA	12.636	102	23
RESIDUOS MEZCLADOS	42.026	338	77
NO RECUPERABLES	86	0,7	-
RESIDUOS TOTALES	54.748	440	100

Tabla 5. Composición de los RSU en León (Ayuntamiento de León, 2020)

En la actualidad, el nuevo vertedero, inaugurado a finales de mayo del año 2018, y con capacidad suficiente para albergar residuos hasta el año 2033, no cuenta aún con los suficientes residuos como para que su biogás pueda ser incorporado al sistema de generación eléctrica.

El poder calorífico interno (PCI) de los residuos sólidos urbanos puede oscilar entre las 1.200 y las 1.800 kcal/kg de los residuos urbanos brutos, entre 1.800 y 3.500 kcal/kg para los rechazos de tratamientos alternativos. Considerando un PCI de 2.000 kcal/kg y un volumen

anual de residuos similar al del año 2019, 55.000 Tm, la energía que se podría obtener, en condiciones ideales y sin considerar los rendimientos del proceso de aprovechamiento energético sería:

$$55.000 \frac{Tm}{año} \cdot 1000 \frac{kg}{Tm} \cdot 2000 \frac{kcal}{kg} \cdot \frac{1 año}{8760h} = 12,56 \frac{Gcal}{h}$$

Lo que es equivalente a 14,6 MW.

6.2.2. Residuos agrícolas

Los residuos agrícolas constituyen una de las fuentes de biomasa con mayor potencial de valorización. Por ello, es fundamental promover su aprovechamiento energético. Según datos de la Junta de Castilla y León, Castilla y León cuenta con más de 2,5 millones de hectáreas dedicadas a las actividades agrícolas, de estas en torno al 80% destinadas al cultivo de cereal. La producción de residuos agrícolas se agrupa en cultivos herbáceos (cereal y maíz principalmente), cultivos leñosos (viñedos y frutales principalmente) y cultivos industriales, alcanzando una generación total de residuos de 5.347 millones de toneladas, con una equivalencia energética que ronda los 2 millones de tep.

Actualmente, en Castilla y León no existe un registro oficial que recoja la generación de residuos derivada de esta actividad, lo que dificulta enormemente la cuantificación de su potencial energético. Por ello, para la cuantificación y estimación de los residuos agrícolas a tratar en la planta se hará uso de la información presente en el siguiente trabajo de fin de máster de Celia Mínguez González: Estudio para el análisis y localización de la biomasa potencial del sector agrícola y ganadero en Castilla y León.

Los residuos agrícolas se van a agrupar en dos grupos:

- Residuos de cultivos herbáceos: Se obtienen como resultado de la recolección de paja de cereal, restos de maíz, tallos de girasol... La disponibilidad de los residuos variará en función de la época en la que se produzca la recolecta y la cantidad producida, en el caso de la paja, por ejemplo, su producción es mayor en años lluviosos que en años

secos. Los residuos de hortalizas corresponden a tallos, hojas y frutos que no cumplen los estándares de calidad necesarios y se caracterizan por su estacionalidad y heterogeneidad. Dentro de este grupo, destaca la presencia de cultivos de cereal, los cuales representan el 80% de la superficie total de cultivos herbáceos, frente a otros como los cultivos de hortalizas que representan apenas el 1% del total. En la siguiente tabla, se puede observar la presencia de cada tipo de cultivo herbáceo en León:

PROVINCIA	HERBÁCEOS			
	Cereales grano	Hortalizas	Industriales	Tubérculos
León	155.449	127	20.234	1.506

Tabla 6. Resumen de superficies por grupos de cultivos herbáceos en León (ha) (Mínguez González, 2019)

- Residuos de cultivos leñosos: Son restos de podas de viñedos y árboles frutales, al igual que resto de olivos. La poda de la vid se suele realizar durante los meses de invierno, pudiéndose llegar a obtener 900-1200 kg/ha en peso húmedo de restos de poda. La poda de los olivares se realiza cada año o dos años, en función de si estos se van a emplear para la producción de aceitunas o de aceite de oliva. La poda se suele llevar a cabo durante la primavera y se pueden llegar a obtener en torno a 3Tm/ha anuales. En este grupo, el 82% de la superficie la ocupan los viñedos, mientras que el 12% restante lo ocupan los olivares y árboles frutales. En la siguiente tabla, se puede observar la presencia de cada tipo de cultivo leñoso en León:

Resumen regional de superficies por grupos de cultivos (ha)			
PROVINCIA	LEÑOSOS		
	Frutales (Incluye olivar)	Viñedo	TOTAL
León	1.355	11.603	12.958

Tabla 7. Resumen de superficies por grupos de cultivos leñosos en León (ha) (Mínguez González, 2019)

En el mapa que se muestra a continuación, se representa la generación de biomasa residual de Castilla y León en toneladas anuales. Si se observa el mapa se puede apreciar que hay dos

zonas que destacan por encima del resto en producción potencial de biomasa residual agrícola, la primera situada en el noroeste de la comunidad (provincia de León) y la segunda en la zona centro-sur (provincia de Valladolid). De especial interés para el trabajo es esta primera zona, situada en la provincia de León, y que agrupa las comarcas agrarias de El Páramo, La Bañeza, Esla Campos, Sahagún y Benavente y Los Valles, las cuales aúnan el 24% de la biomasa agraria total en Castilla y León. Concretamente, los municipios de El Páramo generan alrededor de 8.000 Tm anuales y otros municipios como Fresno de la Vega, en la comarca de Esla Campos, casi 7.000 Tm anuales. Además, la biomasa agrícola se reparte en un 87% correspondiente a cultivos herbáceos y un 13% de cultivos leñosos, siendo a nivel provincial, León, la provincia en la que más biomasa agrícola se genera, con más de 200.000 Tm anuales, de las cuales un 61% corresponde a cereales.

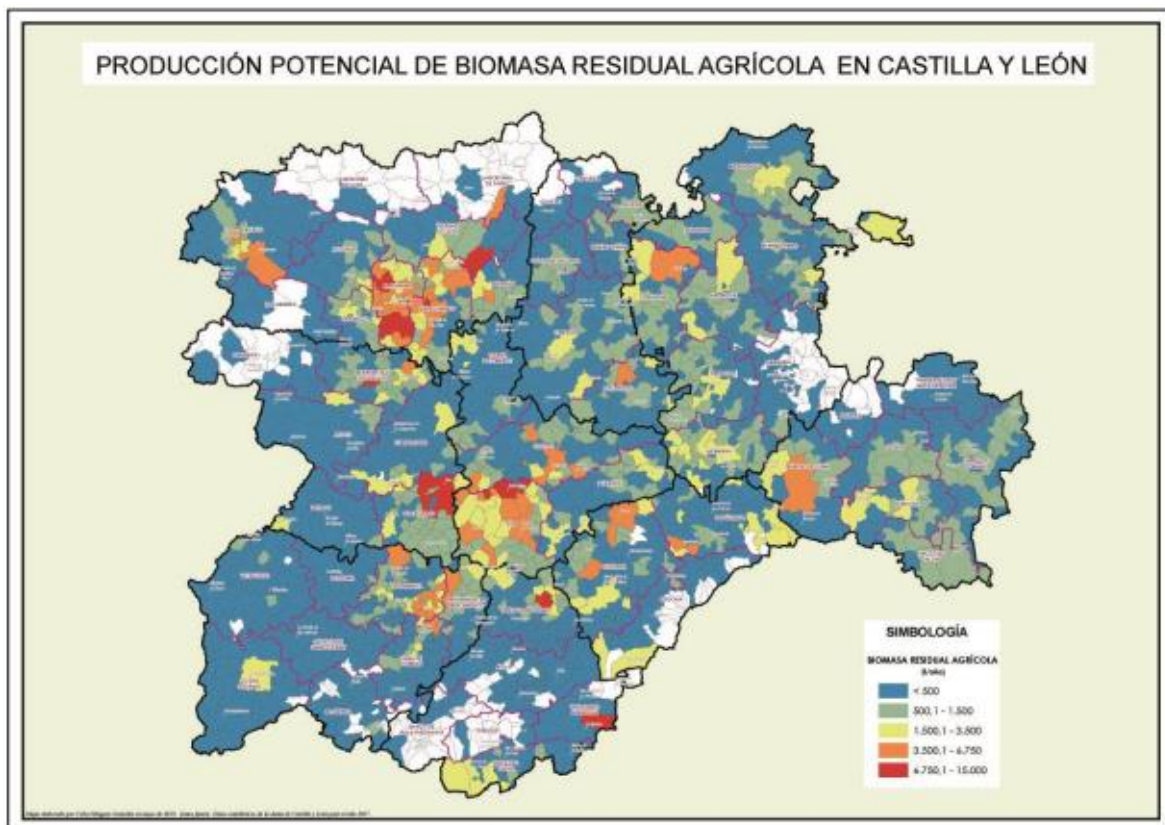


Figura 38. Mapa de producción potencial de biomasa residual agrícola en Castilla y León (Mínguez González, 2019)

PROVINCIA	Biomasa potencial agrícola por provincias (t/año)
LEÓN	214.307

Tabla 8. Biomasa agrícola disponible en la provincia de León (Mínguez González, 2019)

Para estimar el potencial productivo de energía de la biomasa agrícola se ha tomado el PCI de los residuos de cereal (residuo con mayor presencia), el cual se sitúa alrededor de los 3700 kcal/kg, y se ha considerado un volumen anual de residuos de 25.000 Tm. Con estos datos la energía que se podría obtener, en condiciones ideales y sin considerar los rendimientos del proceso de aprovechamiento energético sería:

$$25.000 \frac{Tm}{año} \cdot 1000 \frac{kg}{Tm} \cdot 3700 \frac{kcal}{kg} \cdot \frac{1 año}{8760h} = 10,56 \frac{Gcal}{h}$$

Lo que es equivalente a 12,28 MW.

6.2.3. Residuos forestales

Según datos de la Junta de Castilla y León, Castilla y León cuenta con 2,1 millones de ha, en las cuales la generación estimada de residuos forestales se sitúa en 7 millones de Tm, con una equivalencia energética en torno a los 3 millones de tep. A todo esto, se une además la problemática de los incendios, un problema que anualmente destroza miles de hectáreas en toda la comunidad, principalmente en las provincias de León, Zamora y Salamanca y que en parte se podría reducir o al menos prevenir, si se realizara una mejor gestión de los residuos forestales.

Provincia	Superficie Forestal Afectada (ha)	%
Ávila	15.716	5,6
Burgos	6.652	2,4
León	95.542	34,0
Palencia	2.558	0,9
Salamanca	14.681	5,2
Segovia	2.016	0,7
Soria	2.132	0,8
Valladolid	1.069	0,4
Zamora	140.366	50,0
Castilla y León	280.731	100

Tabla 9. Superficie forestal afectada por incendios forestales en Castilla y León desde 2009 a 2018 (CES de Castilla y León, 2020)

Al igual que sucedía anteriormente con los residuos agrícolas, la Junta de Castilla y León no cuenta con un registro de recursos forestales, lo que dificulta la búsqueda de información y conocer la dimensión real del sector forestal regional. Por ello, para su análisis, se hará uso de la información facilitada por el informe publicado por el Consejo Económico y Social de Castilla y León (CES) sobre el sector forestal en Castilla y León.

Castilla y León presenta una superficie total de 9,4 millones de ha, de las cuales un 52% corresponden a suelo forestal y un 32% a forestal arbolada. A nivel provincial, León con más de 1 millón de ha, de las cuales un 65% superficie forestal, es la provincia con mayor superficie forestal, se encuentra seguida después por Burgos y Soria.

Castilla y León no aprovecha adecuadamente el potencial de masas forestales que posee. Únicamente corta el 39% del crecimiento anual forestal, una cifra muy inferior a la media europea, que se sitúa en el 75%. Esto provoca una excesiva acumulación de recursos y un desaprovechamiento de esta energía potencial.

En los datos analizados se indica que el 76% de la madera es empleada en usos industriales y el resto en la generación de energía. Sin embargo, se desconocen los datos de recolección y transformación industrial de los productos no maderables, que engloba entre otros a la cosecha de frutos (setas, castañas, piñas), la extracción de resina y corcho o la caza y la

pesca, lo que provoca que no se pueda conocer la información relativa a la producción de estos y el valor económico que estas actividades generan.

Por otro lado, se va a realizar una pequeña reseña de la propiedad del recurso forestal, ya que son estos los responsables de la generación de valor y del flujo de recursos hacia el conjunto de la sociedad. Además, para los objetivos del proyecto no es lo mismo tener que negociar la adquisición y recogida de residuos con un particular que con la administración pública. En Castilla y León, en torno al 40% de los terrenos forestales se encuentran desarbolados y sin ningún tipo de rédito económico, ni conservación. Este dato aún es más preocupante cuando se sabe que, de acuerdo con el Anuario Estadístico de Castilla y León (2019), el 49% de la superficie forestal es privada y se encuentra repartida entre más de 700.000 propietarios, con una superficie media de 3,1 ha, muy poca para una gestión forestal técnica y económicamente viable. Si se analiza por provincias, Palencia y León son las que presentan con una mayor proporción de terrenos públicos, con un 87 y 79% respectivamente, mientras que Salamanca (88%) y Ávila (71%) son las que cuentan con una mayor proporción privada.

Provincia	Titularidad Privada			Titularidad Pública		
	Superficie (ha)	Número de Propietarios	Superficie media por propietario (ha)	Superficie (ha)	Número de Propietarios	Superficie media por propietario (ha)
Ávila	337.223	82.649	4,1	177.663	303	586
Burgos	159.189	119.063	1,3	521.921	1.283	407
León	215.497	157.061	1,4	790.935	1.579	501
Palencia	54.409	25.842	2,1	230.875	460	502
Salamanca	650.961	71.594	9,1	140.492	448	314
Segovia	150.366	70.732	2,1	173.300	291	596
Soria	282.961	59.179	4,8	311.981	416	750
Valladolid	82.841	36.459	2,7	69.210	303	228
Zamora	252.922	91.055	2,8	232.022	316	734
Castilla y León	2.186.370	713.634	3,1	2.648.398	5.399	491

Tabla 10. Superficie y titularidad de las zonas forestales en Castilla y León (CES de Castilla y León, 2020)

Según las estimaciones realizadas en el Tercer Inventario Forestal Nacional (IFN3), y que se pueden apreciar en la siguiente tabla, la biomasa total presente en los árboles de Castilla y León asciende a 190 millones de toneladas. Y concretamente en la provincia de interés para el proyecto (León) hay un total de 36 millones de toneladas.

Provincia	Biomasa aérea (t)	Biomasa radical (t)	Total Biomasa (t)
Ávila	9.992.035	4.425.332	14.417.368
Burgos	27.741.055	11.230.517	38.971.571
León	25.111.674	10.675.822	35.787.497
Palencia	8.933.764	3.379.040	12.312.804
Salamanca	15.081.842	8.591.906	23.673.748
Segovia	12.143.327	4.532.485	16.675.812
Soria	21.932.075	8.833.151	30.765.226
Valladolid	4.713.504	1.924.216	6.637.720
Zamora	7.576.416	3.562.033	11.138.448
Castilla y León	133.225.691	57.154.502	190.380.193

Tabla 11. Existencias de biomasa en Castilla y León (CES de Castilla y León, 2020)

La siguiente tabla presenta una estimación superficial de las ganancias que anualmente generan los productos no maderables, en concepto de recolección y gastos de explotación:

Producto	Precio (Euros/t)	Producción (t)	Valor (Euros)
Piñón	3.500	5.092	17.821.125
Resina	1.000	12.470	12.470.000
Castaña	1.500	7.932	11.897.250
Corcho	1.150	958	1.101.700
Subtotal productos			43.290.075
Actividad	Licencias (Euro/un.)	Licencias	Valor (Euros)
Caza (licencias y piezas)		3.834	5.139.464
Pesca		163.236	1.195.442
Micología	6	52.655	315.930
Subtotal licencias			6.650.836
Total			49.940.911

Tabla 12. Valorización de algunos productos no maderables del bosque de Castilla y León (CES de Castilla y León, 2020)

Para estimar el potencial productivo de energía de la biomasa forestal se ha fijado el PCI medio en 4500 kcal/kg, y se ha considerado un volumen anual de residuos de 25.000 Tm, los cuales serían obtenidos de los terrenos con titularidad pública, para evitar de esta manera tener que negociar con un gran número de minoristas. Con estos datos la energía que se podría obtener, en condiciones ideales y sin considerar los rendimientos del proceso de aprovechamiento energético sería:

$$25.000 \frac{Tm}{año} \cdot 1000 \frac{kg}{Tm} \cdot 4500 \frac{kcal}{kg} \cdot \frac{1 año}{8760h} = 12,84 \frac{Gcal}{h}$$

Lo que es equivalente a 14,94 MW.

6.2.4. Resumen de residuos

Como se ha explicado con anterioridad, en la planta de gasificación por plasma se va a tratar una combinación de residuos sólidos urbanos y biomásicos (agrícolas y forestales).

En el caso de los residuos sólidos urbanos se ha fijado una cantidad de 55.000 Tm anuales, lo que equivale a aproximadamente 137 Tm diarias de residuos sólidos urbanos, procedentes de la ciudad de León, en la cual en el último año del que se tienen datos (2019) se generaron 54.000 toneladas, por lo que se cubriría la producción total de residuos de la ciudad.

Para la biomasa se había estimado al inicio del proyecto el tratamiento de aproximadamente 25.000 toneladas de residuos. Por ello, para cubrir este cupo se empleará una combinación de residuos agrícolas y forestales. El principal problema que presentan estos recursos es su estacionalidad, es decir, son recursos que no se encuentran disponibles todo el año, lo que obligará durante grandes partes del año a su almacenamiento y tratado periódico. En el caso de los residuos agrícolas se ha optado por el empleo de cultivos herbáceos, debido a su mayor presencia en la provincia de León que los cultivos leñosos. Entre los herbáceos se primará a los cereales, cultivo más extendido en León. Para ello se llegará a acuerdos de adquisición con latifundistas de la zona, hasta alcanzar los residuos suficientes. En el caso de los residuos forestales se tratarán principalmente residuos maderables y residuos de piñón, al ser los que

se encuentran en mayor cantidad. Como se ha comentado durante el análisis de disponibilidad de residuos forestales, la mayor parte de los terrenos forestales de la provincia de León son de orden público, por ello, se llegará a acuerdos con la administración pública para la recogida y tratamiento de estos.

Se puede apreciar que en el proyecto se da prioridad a los residuos urbanos, ya que la gestión y tratamiento de estos es el objetivo principal del proyecto, además, de ser estos los que dotan al sistema de cierta capacidad de gestión, al ser de producción diaria y sin apenas variación. El total de residuos a tratar diariamente es de:

$$\frac{\text{Residuos}_{\text{Totales}} (Tm)}{\text{Día}} = \frac{\text{RSU}_{\text{Total}} + \text{Biomasa}_{\text{Total}}}{365} = \frac{55.000 + 25.000}{365} = 219,18 \frac{Tm}{\text{Día}}$$

Sin embargo, se dimensionará la planta 225 Tm/día, dejando un margen de seguridad por si la producción de residuos sólidos urbanos en la ciudad de León pudiera aumentar en los próximos años.

A continuación, se presenta una tabla resumen de lo comentado hasta ahora en el capítulo:

	RSU	Biomasa	Residuos Totales
Tm/día	150,69	68,49	219,18
PCI (kcal/kg)	≈2000	≈4200	

Tabla 13. Resumen de residuos de entrada diaria en la planta de gasificación por plasma (Elaboración propia)

6.3. DIMENSIONADO DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

Tal y como se ha fijado en el apartado anterior, la cantidad de residuos para la que se va a dimensionar la planta es de 225 Tm/día. Los módulos de máquinas que se ofrecen en la empresa Materiales Renovados permiten tratar una cantidad diaria de residuos de 5, 10, 35, 50, 125 y 250 toneladas. En el caso de este proyecto se empleará el módulo de 250 toneladas.

A continuación, se presenta una tabla que muestra los residuos tratados al día. Se estima un uso continuo de la planta durante los 365 días del año, las 24 horas del día.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
RSU (Tm)	4593,92	4224,08	4522,95	4538,47	4802,47	4761,85	4149,85	4097,42	4651,71	4729,63	4766,05	4729,55
RSU al día (Tm)	153,13	140,80	150,77	151,28	160,08	158,73	138,33	136,58	155,06	157,65	158,87	157,65
Biomasa (Tm)	–	–	–	4166,67	4166,67	8333,33	4166,67	4166,67	–	–	–	–
Biomasa al día (Tm)	66,05	78,38	68,41	67,9	59,1	60,45	80,85	82,6	64,12	61,53	60,31	61,53
Biomasa almacenada (Tm)	–	–	–	2129,67	2334,57	6519,83	1660,32	1606,07	–	–	–	–
R al día (Tm)	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18	219,18

Tabla 14. Datos de residuos diarios tratados en planta (Elaboración propia)

En la anterior tabla se ha establecido la cantidad de residuos a tratar mensualmente en la planta. Se ha fijado como cantidad media a tratar mensualmente 219 toneladas, valor que como se ha comentado podría variar cada mes, en función de los residuos generados en la ciudad de León y la disponibilidad de biomasa. El valor de RSU a tratar cada mes se ha establecido en base a la generación de residuos mensual del año 2019. En cuanto a los residuos biomásicos se ha establecido su recogida entre los meses de abril y agosto, aunque estas fechas podrían variar en función de las necesidades de la planta. Los residuos forestales serán recogidos durante los meses de abril a junio, tras los meses más fríos y lluviosos, en los que más residuos forestales se generan y como medida de prevención de incendios. Para los residuos agrícolas, al tratarse en su mayoría de residuos de cereal se ha fijado su recogida en los meses de verano, época de cosecha. Durante los meses de recogida de residuos biomásicos, un parte será empleada para cubrir la demanda de la planta, mientras que el resto serán almacenados para su utilización durante los meses en los que estos no son recogidos.

Capítulo 7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA

Si bien la especificación detallada de la planta, el dimensionamiento de los equipos, los planos generales de planta, los diagramas de proceso e instrumentación y las hojas de datos de proceso serán definidos por la empresa que realice la Ingeniería Básica, en este capítulo se realiza una descripción general de los equipos y sistemas principales de la planta con vistas a realizar una estimación de la inversión y necesidad de espacio y una descripción sencilla del proceso.

7.1. PARQUE DE CAMIONES

La planta de gasificación estará diseñada para gasificar dos corrientes de residuos claramente diferenciadas:

- Los residuos sólidos urbanos procedentes de la ciudad de León, estimados en 55.000 Tm/año y generados de forma relativamente estable a lo largo del año, lo que conduce a una cifra diaria de 151 Tm de residuos a tratar. Considerando que la planta trabajará 340 días/año, empleando los 25 días restantes del año en tareas de mantenimiento general, su consumo será de 162 Tm/día.
- Los residuos agrícolas y forestales, con un volumen anual de 25.000 Tm/año y generados de manera estacional entre los meses de marzo y julio. Su consumo se realizará de forma estable, a razón de 73,5 Tm/día. La distribución considerada de estos residuos es de:
 - o 15.000 Tm/año de residuos agrícolas procedentes de la cosecha de cereales. Se utilizarán aquellos residuos que carecen de valor comercial y que, por tanto constituyen un inconveniente para el agricultor. Estos se suministrarán en fardos de 0,8 m³, prensados con una densidad específica de 90 kg/m³. Este tipo de residuos serán suministrados por el agricultor de forma estable en el tiempo, evitando la necesidad de grandes almacenamientos.

- 10.000 Tm/año de residuos forestales procedentes de podas y entresacas de bosques de la provincia de León, con el objetivo de evitar la propagación de incendios, así como de restos de industrias productoras, entre otras cosas la piña piñonera. En este caso y dada la naturaleza de los residuos, estos serán entregados a la planta durante los 5 meses de campaña (marzo a julio) y serán empleados a lo largo del año, teniendo que almacenarse los residuos que ese mes no vayan a ser tratados.

El importante volumen de residuos a tratar requerirá un alto flujo diario de vehículos pesados. Considerándose una carga media por camión de unas 15 Tm, y teniendo en cuenta que estos solo transportarán residuos a planta durante el fin de semana, se dará el siguiente flujo de camiones:

- Marzo a Julio:
 - RSU: 15 camiones/día.
 - Residuos agrícolas: 4 camiones/día.
 - Residuos forestales: 8 camiones/día.
- Julio a Marzo:
 - RSU: 15 camiones/día.
 - Residuos agrícolas: 4 camiones/día.
 - Residuos forestales: 0 camiones/día.

En el escenario más desfavorable, se tendrá un flujo de 27 camiones/día, los cuales han de ser descargados en un espacio temporal de 8 horas, lo cual implica la descarga de 3,4 camiones/hora. Dado que el sistema de descarga es de volquete hidráulico, se considera factible el ritmo de descarga sin que se produzcan grandes acumulaciones de camiones. Estas cifras, permitirán asumir futuros crecimientos del volumen de residuos sin necesidad de realizar ampliaciones.

En este sentido, se requerirá de un parque de camiones 3.000 m², constanding de:

- Vial de entrada con valla de seguridad y control de acceso.
- Báscula de pesaje.

- 5 posiciones de estacionamiento en espera.
- 2 accesos de tolva de descarga: una para descarga en el silo de RSU y otra para descarga en el silo de los residuos agrícolas y forestales.
- Vial de salida que pase por la báscula de pesaje.

7.2. PARQUE DE ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS:

Estará constituido por dos fosos independientes y claramente diferenciados:

a) Silo de almacenamiento de RSU

Este parque deberá tener capacidad suficiente para almacenar, como mínimo, la basura generada por la ciudad durante los 25 días de parada de la planta. Por tanto, la capacidad mínima, considerándose un 25% de coeficiente de mayoración, debería de ser de 3.750 Tm de RSU.

Asumiendo una densidad de la basura compactada procedente de camiones dotados con equipos de compactación, de 160 kg/m³, se contará con un volumen máximo de almacenaje de 23.450 m³. Además, considerándose una altura máxima del silo de 12 m, el área necesaria para los RSU sería de 2.000 m².

El silo estaría dotado, también, de una grúa puente totalmente robotizada, la cual constaría de un brazo pulpo con capacidad de hasta 2 m³, lo que permitiría la recogida de hasta 320 kg de residuos.

b) Silo de almacenamiento de residuos agrícolas y forestales

Como se ha indicado, los residuos agrícolas llegarán a la planta de forma homogénea a lo largo del año, permaneciendo almacenados en origen hasta el momento de su consumo. Por motivos de seguridad logística, se considera necesario contar con un almacenaje mínimo equivalente a 5 días de consumo, lo que supondría unas 220 Tm o unas 2450 m³. Dado que

el almacenamiento, después de ser volcado desde el camión, no será ordenado, la superficie ocupada sería de unos 700 m²

Por otro lado, los residuos forestales requerirán de un fragmentado y compactado previo a su almacenamiento. Por ello, los residuos forestales en bruto serán depositados en una pre-tolva desde la que, a través de una grúa pulpo, se enviarán a la instalación de fragmentado y compactado, desde donde, por medio de una cinta transportadora, se depositarán en el silo de almacenamiento. Se estima que estos residuos fragmentados y compactados tendrán una densidad aproximada de 400 kg/m³. Teniendo en cuenta, además, que parte de estos serán consumidos en los mismos meses en los que llegan a la planta, y considerando una altura de silo de 12 m, se necesitarán alrededor de 2.000 m² de espacio para su almacenamiento.



Figura 39. Silo de almacenamiento de residuos (Foso Zabalgardi, n.d.)



Figura 40. Grúa pulpo (Grúas Chatarreras PENZ Para España y Portugal, n.d.)

7.3. PRETRATAMIENTO DE LOS RESIDUOS

Una de las características de las planta de gasificación por plasma es que requieren que el suministro de la materia a gasificar tenga una morfología determinada, procurando mantener unas dimensiones reducidas y homogéneas. Por tanto, el tamaño de la biomasa a introducir en el gasificador debe de ser lo suficientemente pequeña como para que las reacciones internas se generen de forma rápida y homogénea, pero no tan pequeña como para que pueda

ser arrastrada por el flujo de aire y abandone el gasificador antes de alcanzar el estado de plasma.

Por esta razón, entre los silos de almacenamiento anteriormente descritos y el gasificador, es necesario instalar una planta de triturado de los residuos. En este caso, se ha pensado en un molino de martillos (ver Figura 36.) en el que los fardos de paja, los residuos forestales y los residuos sólidos urbanos sufran un proceso de triturado y fragmentación que resulte en un flujo constante y homogéneo de residuos al gasificador. El tamaño de la biomasa a introducir debe de estar en el rango de los 4 a 6 cm de diámetro como cota máxima.

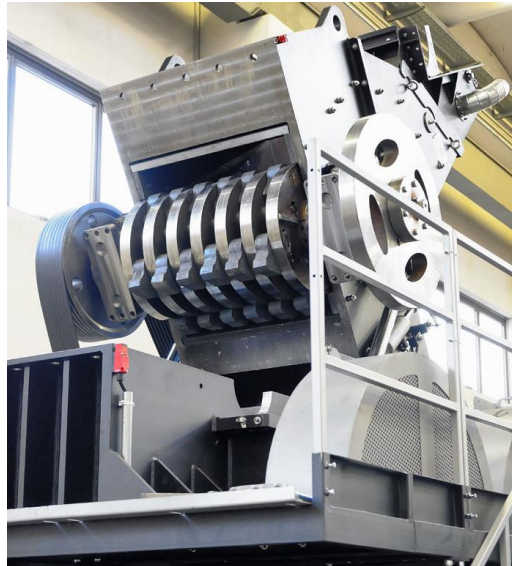


Figura 41. Molino de martillos (Molino de Martillos Modelo Z15/1000 , n.d.)

Para evitar fluctuaciones en los parámetros de operación, la alimentación a esta instalación de pretratamiento se realizará de forma automatizada desde los dos silos de almacenamiento, asegurando un flujo en proporciones constantes de los tres tipos de residuos.

7.4. GASIFICADOR

El gasificador, constructivamente cilíndrico y vertical, deberá estar fabricado en acero al carbono y recubierto interiormente por material refractario de alta capacidad aislante y

resistencia a la abrasión, para soportar el régimen turbulento y las altas temperaturas que se generarán en su interior, de media situadas en torno a los 5.000°C, pero que pueden alcanzar puntualmente los 14.000°C.

La alimentación de la biomasa se realizará por la parte superior del gasificador, de forma que por gravedad tienda a caer hacia la solera de este. Por dicha solera se introducirá una corriente de aire precalentado circulando a contracorriente de la caída de la biomasa, ayudando a generar un régimen turbulento que facilite la formación del plasma.

Los electrodos estarán situados en posición enfrentada permitiendo la creación de un arco suficientemente amplio que permita convertir en plasma la práctica totalidad de los residuos introducidos.

Por otro lado, la fracción no gasificada, caerá a la solera del gasificador, en forma de escorias, que serán extraídas del mismo a través de un sinfín de material cerámico, resistente a las altas temperaturas que se alcanzarán en el interior del gasificador. Una vez fuera del gasificador, las escorias se vitrificarán en la forma geométrica elegida para los moldes de vertido.

El syngas producido, será extraído por la parte superior del gasificador. La elevada temperatura de este, alrededor de 950°C y su importante caudal másico y volumétrico, unido a su continuidad de generación, nos permite recuperar este calor sensible en una caldera de recuperación, generar vapor a alta presión y turbinarlo en una turbina de vapor a condensación. Todo ello nos conducirá a una pequeña planta, asociada a la planta principal de gasificación, basada en un ciclo de Rankine sencillo y con una potencia útil estimada de unos 2 MWe. Esta potencia es suficiente como para alimentar la mayor parte de los consumidores eléctricos de la planta, minimizando el consumo de energía eléctrica del exterior.

Como se ve, se trata de un proceso a contracorriente en el que los residuos entran por la parte superior del equipo y la fracción sólida resultante abandona el equipo por la parte inferior,

mientras que el aire caliente es introducido por el fondo del equipo, extrayéndose el syngas por la parte superior del mismo. Este flujo a contracorriente permite alcanzar un régimen de mayor turbulencia y facilita una mejor exposición de la materia al arco eléctrico de unos 4.000 – 5.000 V.

7.5. CICLO RANKINE

Como se ha expuesto anteriormente, el syngas abandona el gasificador a una temperatura muy elevada, de unos 950°C, con un alto calor sensible que hay que valorizar. Se han analizado dos alternativas:

- Utilizar un intercambiador syngas – aire, que precaliente el aire de introducción al gasificador, minimizando el consumo energético del mismo.
- Instalar un pequeño ciclo de Rankine, mediante la recuperación del calor sensible del syngas en una caldera de recuperación, para producir vapor de alta presión y expandirlo hasta la condensación, en una turbina de vapor.

La mayor eficiencia energética del segundo proceso, unido al hecho de que la planta tiene unos consumos eléctricos propios que hay que satisfacer, hace que la opción elegida sea la segunda. De esta forma, minimizaremos los consumos eléctricos procedentes de la distribuidora local, favoreciendo el autoconsumo.

La planta, dada su pequeña potencia eléctrica, será muy compacta y constará de los siguientes elementos principales:

- Planta de tratamiento de agua
- Caldera de recuperación de calor
- Turbina de vapor a condensación
- Condensador a vacío
- BOP: grupos motobombas, tubería y valvulería, etc.

a) Planta de tratamiento de agua

El agua disponible en planta, procedente de la red, no reúne las condiciones necesarias de pureza requeridas por la caldera y, mucho menos por la turbina de vapor.

La turbina de vapor es un elemento extremadamente sensible que cuenta con ruedas de alabes girando a una velocidad muy alta (de hasta 15.000 rpm). Si el vapor contuviese impurezas o incluso gotas de agua, los álabes resultarían gravemente dañados en muy corto espacio de tiempo. Por ello, es necesario desmineralizar el agua de alimentación a caldera, mediante el uso de una planta de tratamiento de agua.



Figura 42. Esquema de tratamiento de agua para calderas (Perozo Milán, 2015)

El objetivo es lograr que las características del agua se ajusten a los parámetros indicados en la siguiente imagen:

Parámetro	Agua de alimentación > 0,5 a 20*	Agua de alimentación > 20*	Agua de reposición
Valor de pH a 25 °C	> 9,2	> 9,2	> 7,0
Conductividad a 25 °C [$\mu\text{S}/\text{cm}$]	< 6000	< 3000	< 1500
Dureza total (Ca + Mg) [mmol/L]	< 0,01	< 0,01	< 0,05
Hierro [mg/L]	< 0,3	< 0,1	< 0,2
Cobre [mg/L]	< 0,05	< 0,03	< 0,1
Dióxido de silicio [mg/L]		pressure-dependent	
Oxígeno [mg/L]	< 0,05	< 0,02	–
Aceite/grasa [mg/L]	< 1	< 1	< 1
Sustancias orgánicas**		–	

* presión de servicio [bar]

** Las sustancias orgánicas se pueden degradar en productos que aumentan la conductividad de los ácidos, la corrosión y las incrustaciones. Además, pueden provocar la aparición de espuma y/o la formación de incrustaciones. Por ello, la concentración de estas sustancias en el agua de alimentación de calderas se debe mantener lo más baja posible.

Figura 43. Parámetros agua(Requisitos Para El Agua de Alimentación de Calderas de Vapor y de Agua Caliente , n.d.)

El agua desmineralizada procedente de esta planta se almacena en un tanque de agua de alimentación, desde el que, a través del grupo de motobombas, se alimenta al economizador de la caldera de recuperación.

b) Caldera de recuperación

La caldera de recuperación es el equipo en el que se realiza la cesión de calor del syngas, al agua para convertirla en vapor. Se trata de un equipo singular, ya que presenta unas características especiales:

- La temperatura del syngas es elevada para una caldera de recuperación. Evidentemente, las calderas con quemador trabajan a más altas temperaturas, pero suelen contar con un hogar de paredes refrigeradas que enfrían los gases antes de entrar en contacto con otras superficies.
- El syngas entra a la caldera de recuperación antes de pasar por el electrofiltro, por lo que lleva un alto contenido de partículas sólidas en suspensión que pueden cegar los espacios

de los tubos con superficies extendidas (aletas) y pueden dañar al equipo por erosión, si no se adoptan precauciones debidas.

Como todo intercambiador de calor, la caldera tiene dos circuitos claramente diferenciados: el circuito caliente que sería el circuito que seguiría el syngas en su paso de la caldera y el circuito frío que sería por el que el agua de alimentación se convertiría en vapor.

En virtud de las características anteriormente citadas, la caldera constará de los siguiente componentes:

- Lado caliente o lado syngas:
 - Conductos de conducción del syngas desde el gasificador hasta la caldera: se trata de un conducto de 7 mm de espesor reforzado con stiffeners y construido en acero al carbono. Para protegerlo de la alta temperatura del syngas, contará en su interior con aislamiento de fibra cerámica de alta densidad, recubierta (formando un sándwich) con placas de acero inoxidable. Esta construcción cumple el doble cometido de aislar térmicamente el conducto y de protegerlo de la corrosión-erosión.
 - Cuerpo de caldera o casing: es la zona en la que se alojan las superficies de intercambio de calor y que será de una construcción similar al conducto anteriormente descrito. Contará con tolvas en la parte inferior para la recogida de polvo y su evacuación.
 - Conducto de conducción del syngas, desde la caldera hasta el electrofiltro: construido de forma análoga a los anteriores, pero con un menor espesor de aislamiento y utilizando placas de recubrimiento en acero aleado en lugar de inoxidable. Con el fin de evitar la erosión de las superficies de intercambio por la acción del polvo en suspensión en el syngas, se diseñará para una velocidad de paso de gases inferior a los 10 m/sg,
 - Se instalarán puertas de acceso a las diversas secciones de la caldera, para permitir el mantenimiento y la limpieza periódica de las diversas superficies de intercambio de calor.

- En el casing del cuerpo de caldera, se instalarán unos sopladores de ultrasonidos, para poder limpiar, mediante choques acústicos, el exterior de los tubos de intercambio de calor.

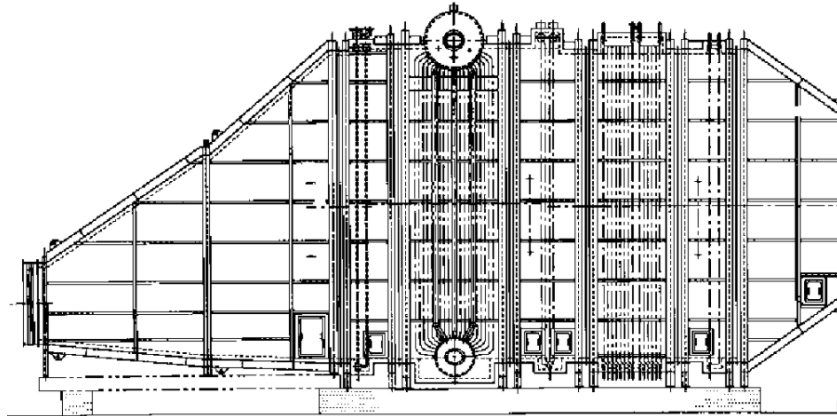


Figura 44. Calderas industriales y generadores de vapor con recuperación de calor (Ganapathy, 2002)

- Lado frío o lado agua-vapor:
 - Economizador: es la primera superficie de intercambio de calor, en la que el agua de alimentación, procedente del desgasificador integrado en el calderín, entra a 105°C y es calentado hasta una temperatura próxima a la de saturación correspondiente a la presión de trabajo (60 bar). Estará construido con tubos aleteados, pero con baja densidad de aletas (3 aletas/pulgada) para evitar que el polvo en suspensión se deposite en ellas y obture el paso del syngas. El material de los tubos será acero al carbono.



Figura 45. Tubos aleteados (Tubos Aleteados Alta Frecuencia, n.d.)

- Calderín de vapor: el agua procedente del economizador y a una temperatura de unos 270°C entra al calderín de vapor, que a su vez cumple con la función de desgasificador / desaireador. En el domo del desgasificador, colocado encima del calderín, entra el agua de alimentación a temperatura ambiente, procedente del tanque de alimentación. Esa agua va cayendo a través de unas bandejas horizontales ubicadas en el domo y se mezcla con vapor sobrecalentado hasta que alcanza una temperatura de 105°C. A esa temperatura, el agua pierde, prácticamente, la totalidad del oxígeno disuelto y otros incondensables y cae al cuerpo del calderín totalmente desgasificada. La temperatura del agua del calderín será el de la mezcla correspondiente al agua procedente del economizador y el agua desgasificada a 105°C.

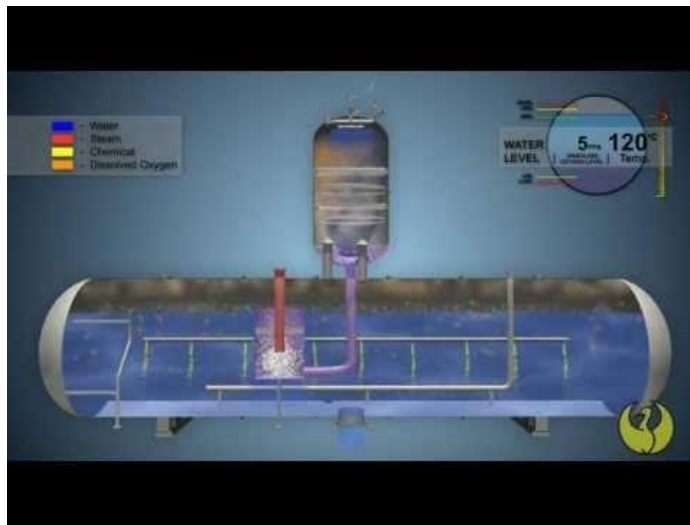


Figura 46. Calderín de vapor (Arifin, 2020)

- Evaporador: desde el calderín, el agua pasa a través del evaporador de la caldera, que es la zona en la que el agua se convierte en vapor. Este vapor, con un alto contenido de arrastres de agua, es devuelto al calderín, desde donde la fracción vapor se envía al sobrecalentador y la fracción agua vuelve a hacerse circular a través del evaporador. Estará construido con tubos de superficie extendida, con baja densidad de aletas (3 aletas/pulgada) y construidos en acero al carbono.

- Sobrecalentador: al vapor contenido en el calderín, se le hace pasar a través de un demister que elimina los posibles arrastres de agua en el vapor, y se le hace pasar a través del sobrecalentador. En esta superficie, el vapor pasa desde su temperatura de saturación a 60 bar, hasta los 450 °C que es la temperatura de alimentación a turbina de vapor. Se trata de una sección construida con tubos aletados de baja densidad (3 aletas/pulgada), pero contruidos en acero inoxidable dadas las altas temperaturas que manejan. Desde el sobrecalentador, el vapor es enviado a la turbina de vapor, salvo la pequeña fracción enviada al desgasificador.

La caldera contará con los sistemas de purgas y de dosificación química necesarios para controlar la calidad del vapor en cada momento. Contará, igualmente con toda la valvulería de proceso y de seguridad necesarias para controlar la operación y asegurar la seguridad de la instalación.

c) Turbina de vapor

El vapor sobrecalentado, procedente de la caldera, a 60 bar y 450°C es enviado a una turbina de vapor a condensación, salvo una pequeña cantidad de vapor destinada a asegurar el sello de las partes móviles del equipo y evitar fugas de vapor.

La turbina contará con 8 etapas de ruedas de álabes, soldadas solidariamente a un eje conectado a un alternador a través de un acoplamiento mecánico.

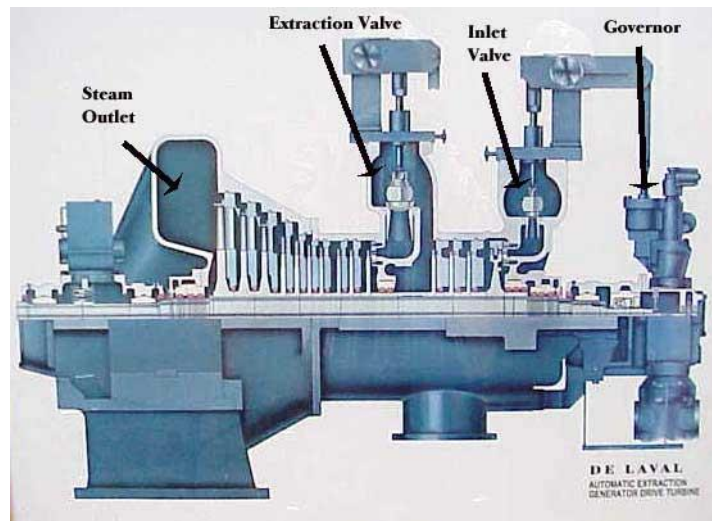


Figura 47. Turbina de vapor (Lira, 2010)

La presión de salida del vapor saturado dependerá del nivel de vacío en el condensador. Dicho nivel será de 0,3 bar, para asegurar el mayor aprovechamiento energético del vapor.

Con el fin de poder seguir operando la planta en caso de una parada, programada o no, de la turbina de vapor, la instalación contará con un sistema de by-pass compuesto por:

- Una válvula reductora de presión, que reduzca la presión del vapor desde los 60 bar hasta 2 bar, suficiente para ser enviado directamente al condensador.
- Un atemperador que reduzca la temperatura del vapor desde los 450°C hasta 125°C de forma que no se causen daños al condensador.

El sistema de control o gobernador de la turbina, será independiente del sistema de control de planta, aunque estará comunicado con él. Dado que este equipo es extremadamente sensible, se evitará la transmisión de cargas causadas por instalaciones situadas antes o después de ella. Eso se conseguirá mediante juntas de expansión estratégicamente situadas en las entradas y salidas del condensador.

d) Condensador a vacío

El condensador a vacío es el equipo clave para optimizar el rendimiento de la planta. Es fundamental que este equipo sea capaz de conseguir y mantener un nivel de vacío adecuado, que optimice el salto entálpico del vapor en su paso por la turbina de vapor. El equipo será de tipo axial (entrada de vapor perpendicular al eje) y vertical, estando situado debajo de la salida de turbina de vapor y de forma circular, con cuerpo construido en acero al carbono y contará con dos cámaras, una de entrada y otra de salida y con un solo paso de agua de refrigeración.

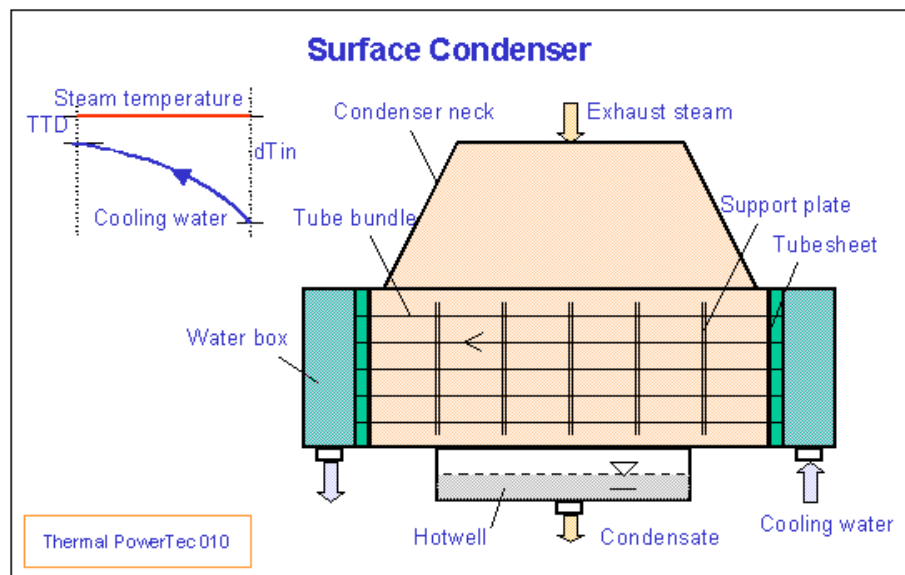


Figura 48. Condensador a vacío (Steam Surface Condenser, n.d.)

Los tubos de intercambio de calor serán lisos y de acero al carbono, al utilizarse agua de torre de refrigeración como fluido de enfriamiento y condensación. Las placas tubulares serán igualmente construidas en acero al carbono. Y el condensador contará con un sistema de vacío basado en eyectores de vapor, que aseguren los 0,3 bar de presión de condensación en el punto de diseño.

El condensado, producido por el intercambio de calor entre el vapor saturado procedente de la turbina y el agua de refrigeración, caerá al pozo de condensado, con una capacidad de almacenamiento equivalente a 5 min de operación.

e) **Torre de refrigeración**

Dado que el agua de refrigeración del condensador trabaja en un circuito cerrado, será necesario instalar una pequeña torre de refrigeración que disipe el calor que el agua de refrigeración absorba en el condensador y poder asegurar que su temperatura de entrada siempre sea constante. Será una torre de refrigeración vertical, construida en PVC y con un relleno plástico que asegure la durabilidad y el escaso mantenimiento del equipo.

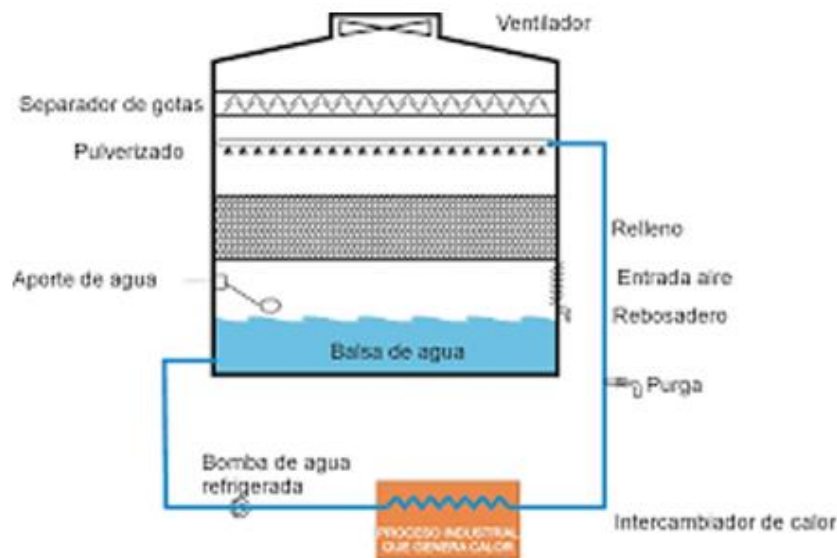


Figura 49. Torre de refrigeración (Enfriadores Por Aire y Líquido Refrigerante , n.d.)

7.6. ELECTROFILTRO

Una vez enfriado el syngas hasta los 200°C, la corriente de syngas es introducido a un separador electrostático o electrofiltro, en el que, con una eficacia del 99%, todas las partículas de tamaño igual o inferior a 10 micras son eliminadas del caudal gaseoso.

El electrofiltro utilizará una corriente eléctrica a 400 V, para generar un campo eléctrico que haga que las partículas sólidas de pequeño tamaño se adhieran a una superficie metálica, siendo separadas del caudal gaseoso. Gracias a su funcionamiento alternativo (2 cámaras x 100% de capacidad, una en operación y otra en limpieza), una vez que la placa receptora de las partículas separadas esté saturada de polvo, el sistema conmutará el funcionamiento a la otra cámara e iniciará la limpieza de la cámara parada.

Mediante un sistema de martillos o ultrasonidos, las partículas adheridas al electrofiltro (y eliminadas del syngas), caerán a una tolva inferior desde donde serán recogidas y mezcladas con las escorias vitrificadas, dado que su naturaleza y composición es análoga.

El electrofiltro seleccionado será seco, renunciando a la utilización de corrientes de agua para mejorar la eficiencia de filtrado, ya que la utilización de agua complica la operativa del sistema.

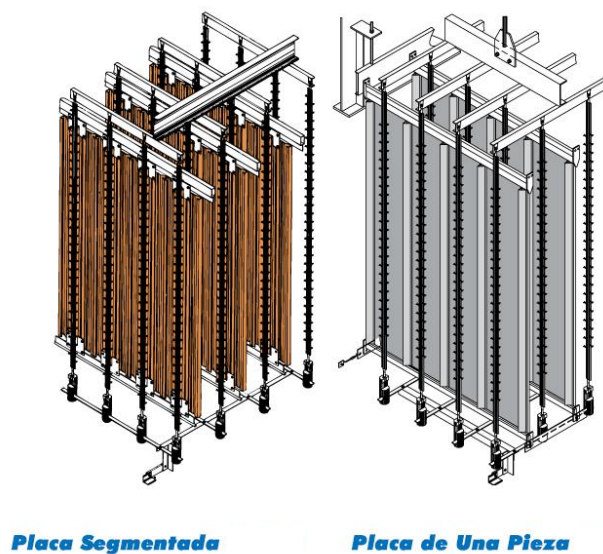


Figura 50. Electrofiltro seco (Southern Enviromental, n.d.)

7.7. SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL SYNGAS

El syngas, tras pasar por el proceso de electrofiltrado, todavía arrastra pequeñas cantidades de sustancia nocivas, principalmente componentes halogenados y sulfurosos, que es necesario eliminar. A tal efecto, se instala una pequeña instalación de limpieza del syngas en el que se eliminen dichas sustancias.

Este sistema estará compuesto de un lavado de Scrubber (ver Figura 40.) y de un filtro HEPA (ver Figura 41.). El primero que es un depósito cilíndrico, captura los gases mediante un líquido, el cual puede ser agua o un reactivo químico, que neutraliza los gases, evitando que estos sean emitidos a la atmósfera. Mientras que el filtro HEPA es un sistema de retención de partículas volátiles, compuesto por fibra de vidrio. Estas fibras, al ser colocadas de manera aleatoria ayuda a capturar contaminantes de diversa forma y tamaño.

Diagrama de un Scrubber

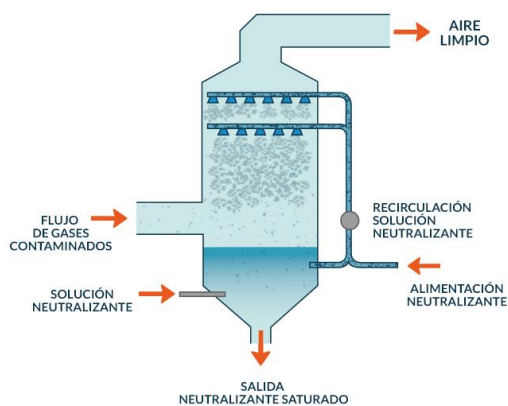


Figura 51. Lavado de Scrubber
(Lavadora de Gases MCAT, n.d.)

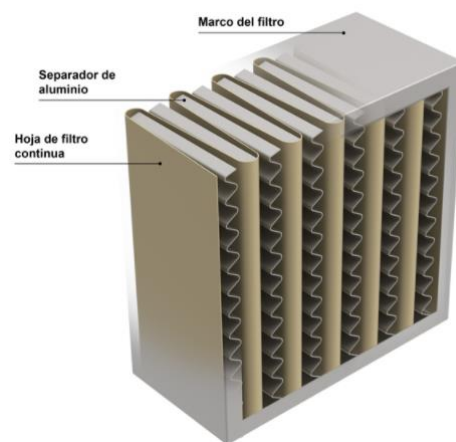


Figura 52. Filtro HEPA (Filtros HEPA, ¿qué Son y Cómo Funcionan?, n.d.)

7.8. GASÓMETRO O ALMACENAMIENTO DE SYNGAS

Si bien el syngas será inyectado a un gasoducto próximo de forma continuada y nada más ser generado en la planta, posibles incidencias de falta de disponibilidad de la unidad de compresión de syngas por mantenimiento o cualquier otra circunstancia, puede hacer

necesario el almacenamiento temporal del syngas. Esta instalación permitirá, igualmente, almacenar el syngas en cualquier otra circunstancia que impida temporalmente la inyección del syngas al gasoducto.

Dado que el almacenamiento se realizará con el syngas a muy baja presión, escasamente unos mm de columna de agua, su volumen específico será muy elevado, por lo que se descarta la instalación de un depósito o “buffer” que permita un almacenamiento del syngas producido en un largo periodo de tiempo. En principio y a expensas de lo que la Ingeniería Básica defina, el depósito de almacenamiento tendrá una capacidad de almacenamiento máximo de 2 días de generación de syngas.

Este tanque tendrá otra utilidad importante: la alimentación constante y estable, sin pulsos, de syngas a la estación de compresión. La generación de syngas, aunque continua, no es absolutamente constante y estable, sino que sufre pulsos de caudal y de presión que alteran el normal funcionamiento de la unidad de compresión. Este depósito intermedio, además de su capacidad de almacenamiento, ofrece una total homogeneización de las características del syngas y garantiza un caudal y presión de suministro estable a la unidad de compresión.

7.9. SISTEMA DE COMPRESIÓN

Desde el depósito de almacenamiento o buffer se alimenta a la unidad de compresión de syngas. Esta unidad consta de dos compresores de gas de tipo tornillo, diseñados cada uno de ellos para comprimir el 100% del caudal de syngas, estando siempre uno de ellos en operación y otro en espera (2 x 100%).

La presión de salida del syngas del compresor, será del orden de los 82 bar, ligeramente superior a la presión de la red principal de gasoductos de España, que oscila entre los 72 y los 80 bar. La pérdida de carga estimada en los 5 km de gasoducto es muy pequeña, prácticamente despreciable.

El sistema de control de la planta, en función de los datos instantáneos recibidos del gasoducto central, será el que determinará la presión final de impulsión del syngas. En este caso, la válvula reguladora del syngas será la encargada de ajustar la presión del syngas al valor necesario. Es decir, reducirá la presión del syngas de forma permanente, desde los 82 bar de presión de compresión al valor que en cada momento demande el sistema. Los compresores, estarán actuados por sendos motores eléctricos trabajando a 360 V.

Antes de su inyección al gasoducto, el syngas pasará por una estación de medida (contador) en donde se medirá el caudal que se inyecta, corregido por su presión y su temperatura. La ERM (Estación de Regulación y Medida) estará conectada al Sistema de Control Distribuido (DCS) y enviará permanentemente los datos de medida a la compañía gasista que compre el syngas, para que conozca, puntualmente, el caudal de syngas inyectado a su red y para poder realizar la facturación de una manera transparente.

7.10. GASODUCTO

Dada la proximidad de la red troncal de gas natural, la cual pasa por León, el gasoducto necesario, se estima que será de tan sólo 5 km de longitud y cuyo trazado será enterrado.

Sabiendo el caudal de gas (en el capítulo 2.4 del estudio económico se muestra su cálculo analítico) que circularía por el gasoducto, la presión de este y la velocidad de circulación del gas, que oscila entre los 10-20 m/s, aplicando la siguiente fórmula se puede estimar el diámetro del gasoducto a construir:

$$V = \frac{378 \cdot Q}{P \cdot D^2} \rightarrow 52,18 < D < 73,81 \text{ mm}$$

Con criterio de seguridad y de capacidad suficiente para futuras ampliaciones, se decide que el gasoducto tendrá un diámetro de 6 pulgadas.

7.11. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La planta se conectará a la línea de 36.000 V más próxima a la planta. Y constará con dos transformadores principales:

- Uno de relación de transformación 36 kV / 5 kV para alimentación de los electrodos del gasificador.
- Otro de relación 36 kV / 400 V para el electrofiltro.

Se contará también con otro transformador de relación 36 kV / 360 – 220 V para auxiliares y servicios generales.

La subestación contará con los correspondientes aparellajes y protecciones, así como con las instalaciones de medida.

7.12. EDIFICIOS

La planta contará con cinco edificios principales:

- Edificio 1: Los silos de almacenamiento de residuos se encontrarán bajo un edificio cubierto y con paredes, que eviten que el agua de lluvia aumente su humedad y sus propiedades.
- Edificio 2: El gasificador estará contenido en otro edificio, cerrado, que lo proteja de las inclemencias meteorológicas y que permita unas condiciones de trabajo adecuadas. Este edificio albergará también el ciclo Rankine, para minimizar tubería y conductos de syngas. El electrofiltro, en cambio, se ubicará en el exterior de este.
- Edificio 3: Sistema de limpieza del syngas y almacenamiento de las escorias vitrificadas y polvos de electrofiltro hasta su envío a su punto de uso.
- Edificio 4: Taller de mantenimiento y almacén de repuestos.
- Edificio 5: Oficinas generales de la planta.

Parte II ESTUDIO

ECONÓMICO

Capítulo 1. ESTRUCTURA FINANCIERA DEL PROYECTO

1.1. ESTUDIO DE VIABILIDAD PREVIA

Con el objetivo de poder presentar el proyecto a las autoridades españolas y europeas, tanto nacionales como regionales de Castilla y León, es necesario, previamente, llevara a cabo un estudio de viabilidad previo, que confirme los parámetros principales del proyecto e incentive a estas a vincularse y contribuir al desarrollo y aplicación de esta tecnología. Para ello, entre los parámetros principales a presentar se encontrarían: ingresos por la gestión de los residuos sólidos urbanos, ingresos por la gestión de residuos agrícolas y forestales, ingresos por la venta del gas de síntesis a la compañía gasista local, inversión inicial, tiempos de ejecución y desarrollo del proyecto y los costes de operación y mantenimiento de los equipos y la planta.

Este estudio se le encargará a la ingeniería, la cual después será establecida como la ingeniería de la propiedad y cuyas funciones principales serían la supervisión y revisión del trabajo que se está llevando a cabo por el contratista EPC (engineering, procurement and construction) contratado.

En este fase, se realizaría el dimensionamiento del proyecto, atendiendo a todos los puntos que se han ido tratando a lo largo de los capítulos anteriores del proyecto: aplicación de la tecnología, selección y compra de equipos, análisis de residuos a tratar, etc.

1.2. SUBVENCIONES

Como se ha ido comentando durante el proyecto, una de las principales motivaciones de este es su alineación y contribución a alcanzar los objetivos fijados por las autoridades europeas en materia medioambiental, contribuyendo a reducir los residuos que se depositan en

vertederos controlados y fomentando el aprovechamiento energético de estos. Además, el proyecto también se encuentra alineado con la estrategia del Ministerio de Transición Ecológica de España y contribuye al desarrollo local, con la generación de empleo directo e indirecto, así como por la gestión limpia de los residuos de la zona.

Por todo ello, y por tratarse también de un proyecto novedoso y que servirá de referencia a otras plantas, de las mismas características, que se construyan en Europa, se estima que se podrá alcanzar el nivel máximo de subvención a fondo perdido, que es de un 30% del importe total del proyecto. Igualmente se considera, que debido a los beneficios socioambientales que va a generar la instalación y operación de la planta en el municipio, este cederá de manera gratuita y durante un período de 25 años el terreno necesario para la construcción de la planta.

1.3. BÚSQUEDA DE SOCIOS

Para que el proyecto sea financiable, los bancos interesados en financiar el proyecto exigirán una estructura de capital en la que, los socios, al menos, aporten un 25% del importe del proyecto, descontadas las subvenciones recibidas. Considerando una inversión total de 120 millones de euros y una subvención que ronde el 30%, habría que encontrar unos socios que estuvieran dispuestos a aportar alrededor de 21 millones de euros.

La búsqueda de socios se efectuará entre las grandes empresas del sector que se encargan de la gestión de basuras y residuos y que estén interesadas en la implantación de esta nueva tecnología en otras ubicaciones a nivel nacional. También se buscará la participación de empresas de la zona que consideren el proyecto como una oportunidad de generación de valor y desarrollo de la comarca.

1.4. BÚSQUEDA DE FINANCIACIÓN

Una vez que se disponga de los socios necesarios para contribuir económicamente en el proyecto se pasará a buscar la financiación restante en los bancos. Para ello, se encargará a una institución bancaria la búsqueda de un pool de bancos que aporten el resto del dinero necesario para construir la planta. Dicha financiación deberá contar con 4 años de carencia, en la que no se paguen intereses ni se amortice deuda, y que permita cubrir el periodo desde el arranque del proyecto hasta la operación comercial al 100%. A continuación, se presenta a modo de resumen una tabla con los inversores y sus aportaciones:

RESUMEN DE INVERSIÓN			
	Participación (%)	Dinero aportado (€)	Inversión restante
Inversión Total			120.000.000 €
Subvenciones	30%	36.000.000€	84.000.000 €
Inversión Tras Subvenciones			
Socios	25%	21.000.000 €	63.000.000 €
Entidades Financieras	75%	63.000.000 €	

Tabla 15. Resumen de la inversión [Elaboración propia]

Capítulo 2. NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS

Para que una planta como la que en el proyecto se plantea sea financiable, es necesario que los inversores cuenten con la suficiente información para poder apostar por el proyecto y confiar en que la inversión se les va a ser devuelta. Para ello, es imprescindible asegurar todos los flujos de negocio. A continuación, a modo de tabla y de forma esquemática se va a presentar los principales flujos de dinero del proyecto, a lo largo del capítulo se irá explicando de donde sale cada uno de estos flujos y como se han calculado.

RESUMEN DE FLUJOS DE DINERO			
	Tm/año	€/Tm	€/año
Basura	55.000	175	9.625.000
Biomasa	25.0000	100	3.750.000
Venta Syngas			19.145.940,84
Total Ingresos			32.250.940,84
O&M			
			7.011.764,71
Gastos Generales			1.941.000
Personal			365.000

Total Gastos			9.317.764,71
EBITDA			
			23.203.176,13

Tabla 16. Resumen de flujo de dinero (Elaboración propia)

Como se puede observar en la anterior tabla el EBITDA (Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization) es de aproximadamente 20 millones de euros, el cual se considera lo suficientemente grande como para poder ir devolviendo a los bancos la inversión realizada más intereses.

2.1. NEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE GESTIÓN DE RESIDUOS

Para garantizar el funcionamiento continuado de la planta durante varios años, es necesario asegurar el flujo de RSU y residuos agrícolas y forestales mediante la negociación y firma de contratos a largo plazo, tanto con el ayuntamiento de León y la administración pública de la provincia de León, encargados de la gestión de residuos urbanos y forestales respectivamente, como con los latifundistas leoneses, suministradores de residuos agrícolas. Para ello, se ha de pactar una tasa de gestión de basura y biomasa, la cual debe estar sujeta a incrementos de IPC.

Con una generación anual de residuos en la ciudad de León de aproximadamente 55.000 Tm, el proyecto asegura la recogida y gestión del total de estos, contando además con un 5% de capacidad extra, para poder seguir tratándose el total de residuos generados en León, a pesar de que la generación de los próximos años sufriera alguna variación. Se estima, también, que por la recogida y gestión de estos se podría obtener 175 €/Tm, lo que reportaría unos ingresos anuales de:

$$\text{Ingresos RSU} = 55.000 \frac{\text{Tm}}{\text{año}} \cdot 175 \frac{\text{€}}{\text{Tm}} = 9.625.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

De la misma manera, la planta a dimensionar cuenta con capacidad suficiente para tratar 25.000 Tm de residuos agrícolas y forestales. Estos residuos, como se ha comentado anteriormente, son obtenidos tanto de terrenos privados como públicos, por lo que el dinero que se pueda obtener por la gestión de unos y otros no es el mismo. Sin embargo, para el desarrollo del proyecto se ha estimado que de la combinación de ambos se podrían llegar a ingresar 150 €/Tm, lo que anualmente harían un total de:

$$\text{Ingresos Biomasa} = 25.000 \frac{\text{Tm}}{\text{año}} \cdot 150 \frac{\text{€}}{\text{Tm}} = 3.750.000 \frac{\text{€}}{\text{Tm}}$$

2.2. NEGOCIACIÓN DEL CONTRATO DE VENTA DE GAS DE SÍNTESIS

La venta del gas de síntesis va a ser el mayor ingreso de la planta. Para ello, se ha de negociar un precio por kWh de gas de síntesis inyectado al gasoducto más cercano y que estará correlacionado al precio del petróleo o del gas natural. Sin embargo, ante de poder negociar el precio de kWh del gas de síntesis es necesario calcular cuantos m³ se generan de este a la hora.

Según la empresa Open Ms, en una planta de gasificación por plasma en la que se introducen 550 kg/h de biomasa se obtiene un rendimiento de la planta de 1MW (*Plantas Catalíticas de Biomasa Para Generación Eléctrica y Térmica*, n.d.). La planta proyectada en este trabajo pretende tratar más de 9000 kg/h lo que supondría un rendimiento de planta de 16 MW. Sin embargo, por prudencia se dimensionará la generación de syngas para una planta de 12 MW.

Por tanto, para una planta de 12 MW, asumiendo un ciclo Rankine del 40% de rendimiento, se genera una cantidad de syngas equivalente a 30 MWh, que convertidos a MJ representan un total de 108.000 MJ/h.

Ahora el PCI del syngas se calculará en función de la composición final de este, la cual, aunque variable, en función de los residuos introducidos, se situará en el entorno de los

siguientes valores: 22,32% de CO, un 2,44% de CO₂, un 38,84% de H₂, 0,47% de N₂ y un 35,3% de H₂O (Adi Sesotyo, n.d.).

$$PCI = 22,32\% PCI_{CO} + 2,44\% PCI_{CO_2} + 38,84\% PCI_{H_2} + 0,47\% PCI_{N_2} + 35,3\% PCI_{H_2O}$$

Siendo: $PCI_{CO} = 11,51 \frac{MJ}{Nm^3}$; $PCI_{CO_2} = ?$; $PCI_{H_2} = 10,78 \frac{MJ}{Nm^3}$; $PCI_{N_2} = 0$; $PCI_{H_2O} = 9,63 \frac{MJ}{Nm^3}$ $\rightarrow PCI = 10,41 \frac{MJ}{Nm^3}$

Sabiendo el PCI del syngas y teniendo la potencia producida cada hora en la planta, podemos calcular el volumen de syngas producido cada hora:

$$Volumen\ syngas = \frac{108.000 \frac{MJ}{h}}{10,41 \frac{MJ}{Nm^3}} = 10.375,28 \frac{Nm^3}{h}$$

Conocido el volumen de syngas generado cada hora y sabiendo la cantidad de residuos tratados cada hora en la planta, podemos calcular el ratio de generación de syngas por tonelada de residuos introducidos:

$$Ratio \frac{Syngas}{Residuos} = \frac{10.375,28 \frac{Nm^3}{h}}{9,13 \frac{Tm}{h}} = 1.136,39 \frac{Nm^3}{Tm}$$

Estimando que 2/3 del syngas obtenido pueda ser aprovechado como gas natural se obtendría una cantidad de gas natural de 757,59 Nm³/Tm, la cual aplicando el factor de conversión se transforma en kWh/Tm, obteniéndose: 8.863,87 kWh/Tm.

Por último, tras realizar un pequeño análisis del mercado, se estima que se podría vender a la compañía gasista el kWh de gas natural a 0,027 €/kWh. Conocido el precio de mercado, la cantidad de toneladas anuales de residuos a tratar y los kWh obtenidos por cada tonelada de residuos se puede calcular los ingresos totales por la venta del gas de síntesis:

$$\text{Ingresos Syngas} = 80.000 \text{ Tm} \cdot 8.759,92 \frac{\text{kWh}}{\text{Tm}} \cdot 0,027 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = \mathbf{19.145.962,38 \text{ €}}$$

2.3. INGENIERÍA DE LA PROPIEDAD

Al carecer los socios inversores de los conocimientos y estructura suficientes para poder encargarse de la construcción de la planta, se ha decidido contratar a una Ingeniería para que trabaje en nombre y representación de la sociedad.

Por otro lado, se ha decidido la ejecución del proyecto “llave en mano”, mediante el cual se contrata a un contratista EPC, el cual se compromete a hacerse responsable de todos los tramites que implica la construcción y puesta en funcionamiento de la planta. Dicho contrato implica la realización del proyecto en plazo, el cual se ha fijado en 4 años, y a un precio fijo establecido antes del inicio de este.

Entre las funciones principales de la Ingeniería de la propiedad cabe destacar:

- Gestión de las subvenciones.
- Gestión de los permisos necesarios para la adquisición de los terrenos, construcción de la planta, recogida y tratamiento de basuras, etc.
- Elaboración de un estudio de impacto medioambiental, que se ajuste a la legislación actual y que se comprometa a cumplir y respetar los objetivos marcados por Europa en materia medioambiental, gestión de residuos y emisiones atmosféricas.
- Realización del pliego de licitación de la construcción “llave en mano” de la planta.
- Análisis y evaluación de las ofertas recibidas por los diversos constructores EPC (“llave en mano”) y selección de aquel que se ajuste mejor a los objetivos principales del proyecto, asegurando rentabilidad futura.
- Supervisión de las diferentes fases de la construcción de la planta y de los trabajos del contratista “EPC”, comprobando que se ajusta a lo especificado en el pliego de licitación y se mantienen los plazos fijados en el contrato.
- En el caso del incumplimiento de los plazos de ejecución del proyecto, implantación de acciones de recuperación de desviaciones.

- Colaboración en la puesta en marcha de la planta, junto con el constructor “llave en mano”.
- Elaboración del pliego de adjudicación del contrato de operación y mantenimiento de la planta.

2.4. CONTRATO DE EPC

Una vez elaborado el pliego de licitación de construcción del proyecto llave en mano, es necesario obtener, al menos, 3 ofertas competitivas y negociar un precio vinculante con la oferta ganadora, que garantice que el volumen de inversión considerado no va a sufrir desviaciones a lo largo de la ejecución de esta.

Este contrato debe cubrir desde las obras civiles necesarias, la ingeniería básica y de detalle del proyecto, la compra de equipos, la construcción de la planta, la puesta en marcha, la formación de los equipos de operación y mantenimiento y las pruebas de rendimiento en la que se demuestre que la planta cumple con los parámetros garantizados. El desglose de todos estos aspectos técnicos se llevará a cabo, más adelante, cuando se lleve a cabo el estudio de rentabilidad de la planta. Sin embargo, se estiman unos gastos totales, en torno a los 115 millones de €.

En el contrato se deberán fijar cláusulas de penalización por, si se diera el caso de demora en la ejecución del proyecto o por menores prestaciones que las acordadas contractualmente, de manera que estas penalizaciones pudieran compensar la menor generación de ingresos de la planta.

2.5. CONTRATO DE O&M

Se trata de uno de los contratos a firmar más importantes, ya que una correcta operación y mantenimiento de la planta, nos garantizará una alta disponibilidad de equipos y un alto rendimiento del sistema. Para poder conseguir esto el personal de operación de planta se organizará en cuatro turnos de 6 horas, durante los 365 días del año, se estima que necesitarán

alrededor de 32 operarios, es decir 8 por turno. Para el personal de mantenimiento mecánico y eléctrico de la planta se emplearán 3 personas por turno, lo que hacen un total de 12 trabajadores. Además, se ha de asegurar una total disponibilidad de repuestos y un lugar para el almacenamiento de los residuos biomásicos, a utilizar en los meses en los que no hay entrada en la planta de nueva biomasa. De todo ello, se encargará una persona por turno y habrá también una persona que se encargue de la administración de la planta.

Hay muchas empresas especializadas en el sector, capaces de llevar a cabo las labores de mantenimiento de la planta, además de aportar las herramientas, maquinaria, medios de elevación y transporte necesarios. Este contrato, al igual que los anteriores, deberá contar con cláusulas de penalización por incumplimiento en la disponibilidad y/o rendimiento de la planta. A continuación, se presenta una tabla que resume los costes de operación y mantenimiento:

RESUMEN DE O&M			
	NºTrabajadores	€/año	Total
Operadores	32	40.000	1.280.000
Mantenimiento	12	40.000	480.000
Almacén	4	40.000	160.000
Administración	1	40.000	40.000
	%		Total
Personal			1.960.000

Repuestos y Pequeñas Inversiones			4.000.000
Beneficio Industrial	15		1.051.764,71
Total Gastos			7.011.764,71

Tabla 17. Resumen de O&M [Elaboración propia]

2.6. GASTOS GENERALES

Entre estos gastos se contemplan todos aquellos, que tengan algo que ver con los suministros de la planta (agua, electricidad, gas), la infraestructura de telecomunicaciones o algún gasto imprevisto.

Con el fin de asegurar el flujo de ingresos en caso de alguna circunstancia que pueda ser asegurable, la planta contará con un seguro que cubra cualquier eventualidad en la misma. A continuación, se presenta una tabla en la que se desglosan los gastos aquí comentados:

RESUMEN DE GASTOS GENERALES	
	€/año
Electricidad	1.50.000
Agua	20.000
Gas	6.000

Seguros	10.000
Telecomunicaciones	300.000
Varios	105.000
Total Gastos	1.941.000

Tabla 18. Resumen de gastos generales (Elaboración propia)

2.7. PERSONAL PROPIO DE LA SOCIEDAD PROPIEDAD DE LA PLANTA

Con independencia del personal encargado de la operación y mantenimiento diario de la planta, esta debe contar, también, con una plantilla propia. Por ello, se contará con un gerente, el cual se encargara de organizar y coordinar el funcionamiento diario de la planta, un responsable técnico encargado de dirigir la interlocución con la empresa de O&M, un responsable financiero con una persona de apoyo, un responsable de compras / ventas que se encargue de establecer y mantener las relaciones de colaboración con agricultores, administración pública y la empresa gasista, a la cual se le suministra el gas de síntesis generado en la planta y por último una persona responsable de controlar la calidad/seguridad del funcionamiento de la planta y vigilando que esta se mantenga siempre dentro de los límites óptimos y seguros de funcionamiento. Sería también conveniente contar con una secretaria.

En este caso, el conseguir la financiación no está sujeto a la previa firma de estos contratos, hecho que no sucedía con los anteriores puntos. Por ello, bastará con establecer el organigrama y hacer una previsión razonable de gastos. A continuación, se presenta la previsión de gastos:

RESUMEN DE GASTOS PERSONAL	
	€/año
Gerente	100.000
Financiero	75.000
Contable	38.000
Compras/Ventas	60.000
QHE	60.000
Secretaria	32.000
Total Gastos	365.000

Tabla 19. Resumen de gastos personal [Elaboración propia]

Capítulo 3. CRONOGRAMA DEL PROYECTO

A continuación, se presenta un Diagrama de Gant, que pretende representar el calendario de ejecución del proyecto, desde la definición de las ideas principales del proyecto (ingeniería básica) hasta la puesta en funcionamiento de la planta. Todos estos procesos pretenden concentrarse en un período máximo de 48 meses (4 años).

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Ingeniería básica	✓	✓	✓																						
Negociación de subvenciones			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓													
Cesiones de terreno			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓													
Búsqueda de inversores			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓											
Búsqueda de financiación					✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓											
Firma de contratos					✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓									
Obtención de permisos y licencias												✓	✓	✓	✓	✓									
Construcción de planta																	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Mes	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
Construcción de planta	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓								
Puesta en marcha y Operación comercial																		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 20. Planificación y puesta en funcionamiento de la planta (Elaboración propia)

Capítulo 4. PARÁMETROS ECONÓMICOS

4.1. INVERSIÓN (CAPEX)

En cualquier proyecto que pretenda la generación de un producto, ya sea energía, componentes o servicios se requiere: la inversión en equipos, terrenos y construcción, el pago de los consumos energético y de materiales, el mantenimiento de toda la infraestructura y el pago de gastos que eventualmente vayan surgiendo.

La inversión se realiza al inicio del proyecto y se ha de ir devolviendo a lo largo de la vida útil del mismo, mientras que los gastos se realizan de forma periódica, normalmente anual, y van variando sus precios con el paso del tiempo. La devolución de la inversión se conoce como amortización o coste de inversión y representa la cantidad de dinero que hay que pagar anualmente y durante la vida útil del proyecto para restituir la inversión inicial, más los intereses generados. Estos intereses derivados de la inversión inicial se calculan empleando un tasa de descuento o “WACC” (weighed average cost capital), que habitualmente se suele designar como “i”. omitiendo todo el desarrollo matemático, la amortización se suele calcular como:

$$A = INV \cdot f_a \ ; \ f_a = \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

La cantidad A se conoce como coste normalizado de la inversión, INV (CAPEX).

En el caso concreto de este proyecto, se estima una inversión de 117.450.000 millones de €, a devolver durante los próximos 25 años y que se desglosa de la siguiente manera:

RESUMEN DE INVERSIÓN (CAPEX)	
	€
Ingeniería Básica	350.000
Ingeniería de la Propiedad	1.200.000
Permisos	800.000
Ingeniería de detalle	5.000.000
Obra civil / accesos / urbanización	3.200.000
Edificios y equipamiento	1.600.000
Parque de almacenamiento RSU + Residuos / Sistema de tratamiento / cintas de alimentación	6.500.000
Gasificador / Evacuación escorias / Sistema de enfriamiento / Electrofiltro / Tratamiento Syngas	45.000.000
BOP Mecánico: Tuberías, Válvulas, Motobombas	6.000.000
Montaje mecánico	19.000.000
Subestación / Sistema de protecciones / CCM / Cableados / Sistema Tierras / Iluminación / Pararrayos	8.000.000
Sistema de Control Distribuido / Instrumentación local + remota + seguridades / Cableado	2.300.000
Formación / Puesta en Marcha / Pruebas de Prestaciones	1.500.000

Sistema de Compresión / Gasoducto (5 km)	3.000.000
Contingencias	5.000.000
Inversión Total	108.450.000

Tabla 21. Resumen de Inversión (CAPEX) (Elaboración propia)

Como se comentaba en el capítulo 1 (Parte II), cuando se hablaba de la estructura financiera del proyecto, se especificaba que se esperaba conseguir unas subvenciones equivalentes al 30% de la inversión total, lo que reducía la inversión a 82, 215 millones de €. Por otro lado, se comentaba también que de la inversión restante, se esperaba que un 25% fuera aportado por socios comerciales y el 75% restante por las entidades financieras.

Para el capital cedido por los socios se estima un interés alrededor del 12%, mientras que el de las entidades financieras se espera que se sitúe en torno al 5-6%. Se estima un interés mayor en el caso de los socios debido a que estos participan en el proyecto con su propio capital, lo que conlleva un riesgo mucho más alto. Por tanto, conocidos estos dos datos el interés de la inversión se calcula empleando el WACC:

$$i(WACC) = \frac{0,25 \cdot 82.215.000 \cdot 0,12 + 0,75 \cdot 82.215.000 \cdot 0,05}{0,25 \cdot 82.215.000 + 0,75 \cdot 82.215.000} = 6,75\%$$

Conocida la tasa de descuento, la amortización se calcula como:

$$f_a = \frac{0,0675 \cdot (1 + 0,0675)^{25}}{(1 + 0,0675)^{25} - 1} = 0,08388$$

$$A = 82.215.000 \cdot 0,08388 \rightarrow A = 6.896.762,45 \text{ €}$$

4.2. CUENTA DE RESULTADOS

En la tabla, a continuación, se presenta la cuenta de resultados estimada de la planta de gasificación por plasma, la cual viene a recoger todos los aspectos económicos que se han comentado en los capítulos anteriores y presentar los beneficios netos que se espera obtener a lo largo de los años, los cuales se mantendrán, más o menos invariantes de un año al otro, ya que la mayor parte de contratos se firmarán para un plazo cercano a los 25 años y se espera no tener que realizar nuevas inversiones durante ese período de años.

CUENTA DE RESULTADOS	
	€
Ventas	32.520.940,84
O&M	7.011.764,71
Margen Bruto	25.509.176,13
Personal Administración	365.000,00
Gastos Generales	1.941.000,00
EBITDA	23.203.176,13
Amortizaciones y Depreciaciones	6.390.000,00
EBIT	17.113.176,13
Intereses	5.549.512,50
EBT	11.988.913,63

Impuestos	2.997.228,41
Beneficio neto	8.991.685,23

Tabla 22. Cuenta de resultados (Elaboración propia)

Hay dos campos de la cuenta de resultados, que hasta ahora no habían sido tratados que son las amortizaciones y depreciaciones de los elementos de la planta y los impuestos.

De los primeros comentar que su amortización se ha calculado siguiendo la Tabla de Amortización Lineal de la Agencia Tributaria, que de manera resumida establece que: la obra civil tiene un período máximo de años de 100, aunque para el proyecto se ha fijado en 30 años, las centrales renovables se amortizan en un máximo de 30 años, habiéndose fijado ese límite, para los edificios e instalaciones se ha fijado una amortización de 30 años también, para la maquinaria 15 años y para los elementos de transporte internos 20 años. Conocido el período a amortizar se ha aplicado individualmente a cada elemento del CAPEX, obteniéndose la amortización anual que se recoge en la cuenta de resultados.

En el caso de los impuestos, estos son debidos al impuesto de sociedades que en España se encuentra fijado en el 25% del EBT.

4.3. CASH FLOW

El cash flow, también conocido como flujo de caja nos permite medir la salud económica de una empresa o negocio y la capacidad que tiene esta para generar beneficios y hacer frente a sus gastos, es decir, permite medir el estado financiero. Por tanto, la cuenta de resultados de una empresa nos es suficiente para conocer la salud financiera de una empresa, sino que será el flujo de caja el que determine si la empresa puede hacer frente a futuros pagos o si por el contrario requiere de financiación. También permite entender de qué manera está creciendo el negocio.

Este, se calcula sumando al beneficio antes de impuestos, las amortizaciones y provisiones. Como se puede observar para el cálculo del cash flow se agrega a los beneficios de un período, las amortizaciones y provisiones, ya que estas a pesar de suponer un menor resultado del ejercicio no implican un desembolso.

En el caso de este proyecto se calculará el cash flow desde dos años antes del inicio operativo de la planta hasta los primeros 3 años de funcionamiento de la planta, a partir de los cuales se espera que las variaciones de estas no sean significativas para determinar el estado financiero del proyecto.

Por simplicidad para el cálculo se asumirá que se cuenta en caja con todo el dinero procedente de las subvenciones, socios y financiación bancaria 24 meses antes de la puesta en funcionamiento de la planta, además de 2 años de carencia en amortización y pago de intereses, de manera que estos no se empezarán a pagar hasta el mes inicial de operación de la planta, al igual que sucede con los gastos generales o los gastos de operación y mantenimiento. Los pagos al contratista EPC se pagan a 60 días, repartidos en un 15% al inicio de la construcción de la planta, 10% al final del trabajo y el 75% restante se paga trimestralmente.

Por otro lado, se asume que desde el inicio de operación de la planta se cuenta con residuos suficientes, tanto urbanos como biomásicos, para un funcionamiento de la planta a plena capacidad. En la siguiente tabla se presenta el cash flow trimestral, al igual que el cash flow acumulado:

	Mes -22	Mes -19	Mes -16	Mes -13	Mes -10	Mes -7	Mes -4	Mes -1	Mes 2	Mes 5
Inversión	108.450.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capex	-16.267.500,00	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-10.845.000,00	0,00
Ventas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8.130.235,21	8.130.235,21
O&M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1.752.941,18	-1.752.941,18
Personal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-91.250,00	-91.250,00
Gastos generales	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-485.250,00	-485.250,00
Amortización + Intereses	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3.078.790,09	-3.073.200,02
Impuestos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-749.307,10	-749.307,10
Casflow trimestre	92.182.500,00	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-11.619.642,86	-8.872.303,16	1.978.286,91
Casflow acumulado	92.182.500,00	80.562.857,14	68.943.214,29	57.323.571,43	45.703.928,57	34.084.285,71	22.464.642,86	10.845.000,00	1.972.696,84	3.950.983,75
	Mes 8	Mes 11	Mes 14	Mes 17	Mes 20	Mes 23	Mes 26	Mes 29	Mes 32	Mes 35
Inversión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capex	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ventas	8.130.235,21	8.130.235,21	8.130.235,21	8.130.235,21	8.130.235,21	8.130.235,21	8.130.235,21	8.130.235,21	8.130.235,21	8.130.235,21
O&M	-1.752.941,18	-1.752.941,18	-1.752.941,18	-1.752.941,18	-1.752.941,18	-1.752.941,18	-1.752.941,18	-1.752.941,18	-1.752.941,18	-1.752.941,18
Personal	-91.250,00	-91.250,00	-91.250,00	-91.250,00	-91.250,00	-91.250,00	-91.250,00	-91.250,00	-91.250,00	-91.250,00
Gastos generales	-485.250,00	-485.250,00	-485.250,00	-485.250,00	-485.250,00	-485.250,00	-485.250,00	-485.250,00	-485.250,00	-485.250,00
Amortización + Intereses	-3.067.515,08	-3.061.733,67	-3.055.854,14	-3.049.874,84	-3.043.794,07	-3.037.610,11	-3.031.321,20	-3.024.925,57	-3.018.421,41	-3.011.806,88
Impuestos	-749.307,10	-749.307,10	-749.307,10	-749.307,10	-749.307,10	-749.307,10	-749.307,10	-749.307,10	-749.307,10	-749.307,10
Casflow trimestre	1.983.971,85	1.989.753,26	1.995.632,79	2.001.612,09	2.007.692,86	2.013.876,82	2.020.165,73	2.026.561,36	2.033.065,52	2.039.680,05
Casflow acumulado	7.721.405,06	9.711.158,32	11.706.791,11	13.708.403,20	15.716.096,06	17.729.972,89	19.750.138,62	21.776.699,98	23.809.765,50	25.849.445,55

Tabla 23. Cash flow (Elaboración propia)

Para el cálculo de la devolución de la deuda más los intereses, esta se ha estimado con una amortización trimestral constante e igual a 568.032,91€ y unos intereses decrecientes a lo largo del período fijado para su devolución, 25 años.

Como se puede apreciar en la tabla anterior, en ningún momento el flujo de caja es negativo, por lo que durante los años analizados se contará con el dinero suficiente para poder hacer frente a la devolución de los préstamos recibidos y el pago de la construcción y puesta en funcionamiento de la planta.

4.4. RETORNO DE LA INVERSIÓN

Por último, para seguir analizando la rentabilidad de la planta se va a estudiar el “payback” o plazo de recuperación y el ROI (retorno de la inversión) que nos permitirán estimar el tiempo que se tardará en recuperar la inversión realizada y el rendimiento financiero que se está obteniendo con la planta.

Por un lado, el payback es un método estático de valoración de inversiones que indica el plazo, normalmente años, que se va a tardar en recuperar la inversión realizada, lo que facilita la decisión de si embarcarse en la realización de un proyecto es económicamente atractiva o no. Se considera un método estático, ya que no tiene en cuenta el valor temporal de los flujos de caja. Por tanto, inversiones con menor plazo de retorno suelen ofrecer mayor liquidez, lo que disminuye el riesgo de quiebra. Sin embargo, presenta dos inconvenientes, solo tiene en cuenta los beneficios o pérdidas que surjan de manera previa al período de recuperación de la inversión, sin considerar los flujos de caja posteriores, y no tiene en cuenta la inflación.

En el caso de este proyecto, el payback se calcularía dividiendo la inversión inicial entre el flujo de caja, el cual a partir del segundo trimestre del primer año de operación de la planta es positivo. Sin embargo al no ser el flujo de caja constante, e ir creciendo anualmente, como se indica en la siguiente tabla se ha optado por calcularlo con la siguiente fórmula:

$$Payback = a + \frac{INV-b}{FC};$$

Siendo:

- “a”: número de periodo anterior a la recuperación de la inversión
- “b”: la suma de flujos de caja hasta el periodo a
- “FC”: el valor del flujo de caja del periodo en que se recupera la inversión

$$\text{Payback} = 9 + \frac{82.500.000 - 77.108.713,93}{9.038.922,07} = \mathbf{9,6 \text{ años}}$$

Por lo tanto en poco más de 9 años y medio se habría conseguido recuperar la inversión realizada.

	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Cash Flow	25.849.445,55	34.076.584,93	42.418.887,61	50.884.372,18	59.481.615,57	68.219.791,86	77.108.713,93

Tabla 24. Cash flow anual (Elaboración propia)

Por otro lado, el cálculo del ROI nos permite observar la rentabilidad que puede llegar a tener una inversión, pudiendo adoptar estos valores negativos o positivos en función de si la inversión realizada le está haciendo a la empresa perder o ganar dinero. Para su cálculo se divide el beneficio antes de impuestos entre la inversión total realizada.

$$\text{ROI} = \frac{11.988.913,63}{82.500.000} \cdot 100 = \mathbf{15,79}$$

Se observa, por tanto, que la inversión es altamente rentable.

BIBLIOGRAFÍA

- Acciona. (n.d.). *Recuperación energética de los residuos sólidos urbanos*.
- Adi Sesotyo, P. (n.d.). *Plasma gasification modeling of municipal solid waste from Jatibarang Landfill in Semarang, Indonesia: analyzing its performance parameters for energy potential*. Retrieved June 26, 2021, from https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2019/51/e3sconf_icenis2019_14009.pdf
- Ambientum. (n.d.). *Residuos agrícolas y forestales* . Retrieved April 13, 2021, from https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/residuos_agricolas_y_forestales.asp
- Arifin, Z. (2020, February 9). *Jual Dearator Tank Boiler* . <https://tokomesinku.com/2020/02/09/jual-dearator-tank-boiler/?hcb=1>
- Ayuntamiento de León. (2020). *Residuos Urbanos Estadísticas del Año 2019*. <http://www.aytoleon.es/es/ayuntamiento/areasmunicipales/medioambiente/calidadambiental/residuos/Documents/Expt-17797-2020-InformeEstadisticaRU-Selectiva-2019.pdf>
- Ballard Power*. (n.d.). Retrieved June 9, 2021, from <https://www.ballard.com/>
- Barrero, A. (2020). España 2020, el país con 110.000 megavatios de potencia eléctrica y un máximo de demanda de 40.000. *Energías Renovables*.
- BMA distribuye las gruas chatarreras PENZ para España y Portugal | Bossen - maquinaria para reciclaje*. (n.d.). Retrieved June 25, 2021, from <http://bossen.eu/index.php/noticias/bma-distribuye-las-gruas-chatarreras-penz-para-espana-y-portugal>

- Central eléctrica Cho Morcenx.* (n.d.). Cho Power. Retrieved June 28, 2021, from <https://www.cho-power.com/nos-referencias/#centrale-morcenx>
- CES de Castilla y León. (2020). *Informe sobre el sector forestal en Castilla y León.*
- Comisión Europea. (n.d.). *Cerrar el círculo: un plan de acción de la UE para la economía circular.* Retrieved February 16, 2021, from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015DC0614&from=FR>
- ¿Cómo es la refrigeración por AGUA en los grupos electrógenos?* (n.d.). Grupos Bravo. Retrieved June 29, 2021, from <https://gruposbravo.com/blog/como-es-la-refrigeracion-por-agua-en-los-grupos-electrogenos--b38.html>
- Datasheet - Plasma.* (n.d.). Chemical Empowering AG. Retrieved June 28, 2021, from <https://www.ce.eco/es/products/plasma/datasheet-plasma>
- De, M., Ambiente, M., Medio, Y., & Marino, R. Y. (n.d.). *Estrategia Española para el desarrollo del uso energético de la biomasa forestal residual.*
- DIRECTIVA (UE) 2018/ 2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO .* (2018).
- Enagas. (n.d.). *El Sistema Gasista Español.*
- Enfriadores por aire y líquido refrigerante .* (n.d.). Hidraulica11joanluis. Retrieved July 3, 2021, from <https://sites.google.com/site/hidraulica11joanluis/enfriadores-por-aire?hcb=1>
- Esteller, R. (2021, April 20). La moratoria para las energías renovables acabará el 1 de julio . *ElEconomista.* <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/11170359/04/21/La-moratoria-para-las-energias-renovables-acabara-el-1-de-julio.html>
- Estevan, P. y Virginia, C. (n.d.). *Digestión anaerobia de residuos de biomasa para la*

producción de biogás.

Filtros HEPA, ¿qué son y cómo funcionan? (n.d.). Retrieved June 25, 2021, from <https://www.airtechnics.com/es/noticias/filtros-hepa-que-son-y-como-funcionan>

Foso Zabalgardi. (n.d.). Zabalgardi. Retrieved June 29, 2021, from <http://www.zabalgardi.com/portfolio/foso/>

Ganapathy, V. (2002). *Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators: Design, Applications, and Calculations.* *Undefined.*

Gasificación. (n.d.). Retrieved June 28, 2021, from <https://silo.tips/download/ademas-se-incluye-una-fase-previa-de-calentamiento-de-la-biomasa-utilizada-para>

Generación de energía a partir de la basura ¿Energía 100% limpia? (2014, September 2). *Certificados Energeticos.* <https://www.certificadosenergeticos.com/generacion-energia-basura-energia-100-limpia>

Global Syngas Technologies Council. (n.d.). *Plasma Gasification Global Syngas Technologies Council.* Retrieved June 1, 2021, from <https://globalsyngas.org/syngas-technology/syngas-production/waste-to-energy-gasification/plasma-gasification/>

Gobierno de España. (2019). *Avance del Inventario de Emisiones GEI.* <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/las-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-cayeron-un-62-en-españa-el-año-pasado-/tcm:30-510416>

Higman, C. (2014, March 3). *Gasifier projects and IGCC - the big picture* . Modern Power Systems. <https://www.modernpowersystems.com/features/featuregasifier-projects-and-igcc-the-big-picture-4188432/>

Hosansky, D. (n.d.). *Plasma arc gasification | waste treatment.* Encyclopedia Britannica. Retrieved April 25, 2021, from <https://www.britannica.com/technology/plasma-arc-gasification>

- Hurtado Linares, J. I. (n.d.). *Termodinámica técnica y máquinas térmicas*. Retrieved June 6, 2021, from https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/2202919/mod_resource/content/1/libroTermo09.07.2018.pdf
- IDAE. (n.d.). *Informe Estadístico EE.RR.* Retrieved June 9, 2021, from <http://informeestadistico.idae.es/t5.htm>
- IES Valle del Saja. (n.d.). *Pilas de combustible: ¿sustituto energético también para pequeños dispositivos electrónicos?* Retrieved June 4, 2021, from <http://www.fqsaja.com/?p=8253>
- Instituto Nacional de Estadística (INE). (2019). *Distribución porcentual del tratamiento final de residuos urbanos por tipo de tratamiento*. <https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t26/e068/p04/serie/10/&file=01002a.px#!tabs-grafico>
- Jarabo Friederich, J. (n.d.). *FIGURA Energía Biomasa*. FJaraboWeb. Retrieved June 28, 2021, from https://fjarabo.webs.ull.es/Biomasa/Bio04/fig04_05.htm
- Junta de Castilla y León*. (n.d.). Retrieved June 15, 2021, from <https://www.jcyl.es/>
- Las Turbinas de Gas*. (n.d.). Centrales Térmicas de Ciclo Combinado. Retrieved June 29, 2021, from <http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>
- Lavadora de Gases MCAT*. (n.d.). Retrieved June 25, 2021, from <https://scrubbers.com.mx/lavadora-de-gases/>
- Lira, C. (2010). *Turbine/Generator Details*. <https://www.chems.msu.edu/classes/321/powerplant/details.htm?hcb=1>
- Mínguez González, C. (2019). *Estudio para el análisis y localización de la biomasa*

potencial del sector agrícola y ganadero en Castilla y León.

Molino de martillos modelo Z15/1000 . (n.d.). Retrieved June 25, 2021, from <https://www.forrec.es/productos/molinos-de-martillos/z15/1000.html>

Murray, J. (2020, January 24). *Zero-carbon hydrogen injected into gas grid for first time in groundbreaking UK trial* . The Guardian. <https://www.theguardian.com/environment/2020/jan/24/hydrogen-uk-gas-grid-keele-university>

Naturgy marca un hito en la transición energética de España con la primera inyección de gas renovable procedente de vertedero . (2021). Naturgy. https://www.naturgy.com/sala_de_prensa/notas_de_prensa/2t2021/naturgy_marca_un_hito_en_la_transicion_energetica_de_espana_con_la_primera_inyeccion_de_gas_renovable_procedente_de_vertedero

OMNI CT. (n.d.). *Waste gasification to syngas for fuels - OMNI Conversion Technologies*. Retrieved June 1, 2021, from <https://omnict.com/>

Parlamento Europeo. (n.d.). *Economía circular: más reciclaje y menos vertederos | Noticias / Parlamento Europeo*. Retrieved April 1, 2021, from <https://www.europarl.europa.eu/news/es/press-room/20180411IPR01518/economia-circular-mas-reciclaje-y-menos-vertederos>

Perozo Milán, A. (2015, January 30). *Tratamiento de agua para calderas*. <https://pt.slideshare.net/albertoperozo123/tratamiento-de-agua-para-calderas-44095975/4?hcb=1>

Plantas Catalíticas de Biomasa Para Generación Eléctrica y Térmica. (n.d.).

Red Eléctrica de España. (n.d.). Retrieved June 8, 2021, from <https://www.ree.es/es>

Requisitos para el agua de alimentación de calderas de vapor y de agua caliente . (n.d.).

- Metrohm. Retrieved July 5, 2021, from https://www.metrohm.com/es-es/industrias/energy-and-power-plant/energy_two-cycle-power-plants/energy_two-circuit-requirements-for-feed-water/
- Real Decreto 1481/2001 de 27 de diciembre*, (2001).
https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/pdf/349287C6-9736-45C6-9974-4F51C656D08C/101765/rd14812001.pdf
- Romero Salvador, A. (n.d.). *INCINERACION de RESIDUOS SOLIDOS URBANOS*.
- Sánchez Molina, P. (2021, March 8). En marcha la primera fábrica en España de electrolizadores ligada al hidrógeno verde . *Pv Magazine*. <https://www.pv-magazine.es/2021/03/08/en-marcha-la-primera-fabrica-en-espana-de-electrolizadores-ligada-al-hidrogeno-verde/>
- Southern Enviromental*. (n.d.). Retrieved June 25, 2021, from <https://www.southernenvironmental.com/esp-secos.html>
- Steam Surface Condenser*. (n.d.). Studylib. Retrieved July 3, 2021, from <https://studylib.net/doc/7894289/steam-surface-condenser>
- Tangri, N., & Wilson, M. (2017). *Gasificación y pirólisis de residuos: procedimientos de alto riesgo y baja rentabilidad para el tratamiento de residuos*. <https://www.no-burn.org/wp-content/uploads/Gasificación-y-pirólisis-2017-ESP-1.pdf>
- Tecnología de gasificación por plasma de Westinghouse*. (2015, April). Westinghouse Plasma Corporation. <https://docplayer.es/96768414-Resumen-de-calificaciones.html>
- TEMA 2. Materiales plásticos y textiles*. . (n.d.). Retrieved June 28, 2021, from <https://docplayer.es/77371219-Tema-2-materiales-plasticos-y-textiles.html>
- Trincado, B. (2021, February 25). El hidrógeno verde llega a buen puerto . *ElPais*. https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/02/24/companias/1614167110_071752.ht

ml

Tubos Aleteados Alta Frecuencia. (n.d.). Delfin Tubes. Retrieved July 3, 2021, from <https://www.delfintubes.com/es/tubos-aleteados?hcb=1>

US EPA, O. (n.d.). *Sources of Greenhouse Gas Emissions.* Retrieved June 27, 2021, from <https://www.epa.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions>

Valenciano López, A. (2015). *Estudio de una microrred Inteligente en la ciudad de Huesca.*

Vertederos controlados . (n.d.). Reciclame. Retrieved June 28, 2021, from <https://www.reciclame.info/gestion-de-residuos-2/vertederos-controlados/>

