



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**RED INTELIGENTE PARA EL SUMINISTRO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARANDA DE
DUERO MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES GESTIONABLES Y NO
GESTIONABLES**

Autor: Andrea Fernández Sanz
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Julio 2018

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. ANDREA FERNÁNDEZ SANZ

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: RED INTELIGENTE PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARANDA DE DUERO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES GESTIONABLES Y NO GESTIONABLES, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e

intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 18 de Julio de 2018

ACEPTA



Fdo. Andrea Fernández Sanz

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
RED INTELIGENTE PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
ARANDA DE DUERO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES
GESTIONABLES Y NO GESTIONABLES


en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2017/18 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.: Andrea Fernández Sanz

Fecha: 17/ 07/ 2018

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Julio Montes Ponce de León

Fecha: 17/ 07/ 2018



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO ANDREA FERNÁNDEZ SANZ

RED INTELIGENTE PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARANDA DE DUERO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES GESTIONABLES Y NO GESTIONABLES

Autor: Andrea Fernández Sanz
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Julio 2018

RED INTELIGENTE PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARANDA DE DUERO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES GESTIONABLES Y NO GESTIONABLES

Autor: Fernández Sanz, Andrea.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

En los documentos de Economía Circular emitidos por la Comisión Europea se plantea el objetivo de eliminar la práctica totalidad de los depósitos en vertederos para el año 2030, debiendo evitarse el vertido en los mismos de todos los residuos reciclables para 2025. Ante esta grave problemática, surge la necesidad de buscar nuevas formas de tratamiento de residuos, siendo las más óptimas aquellas que contribuyen a su recuperación energética.

En el sistema eléctrico español, la tendencia en los últimos años ha sido apostar por formas de energía renovables, con el objetivo de evitar la generación de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático. Pero no se ha otorgado a todas las energías renovables la misma importancia, instalándose las tecnologías eólica y solar fotovoltaica en un porcentaje muchísimo más alto que el resto de energías renovables como la biomasa, la energía geotérmica o la maremotriz. Esto se ha debido principalmente a intereses de los inversores y al hecho de que las primeras suelen entregar una mayor cantidad de energía, siendo los tiempos de puesta en marcha de estas instalaciones considerablemente menores al resto de renovables citadas.

Las tecnologías eólica y solar pertenecen al régimen especial, por lo que cuando están disponibles tienen prioridad de entrada al mix de generación, permaneciendo paradas otras centrales de régimen ordinario. Las primas otorgadas a la producción en régimen especial junto con la subutilización de las centrales de régimen ordinario provocan un encarecimiento del precio de la electricidad.

Debido a que el sistema eléctrico español es de tipo centralizado, las largas distancias entre la generación y el consumo provocan unas pérdidas en el transporte y distribución de energía del 15% de la electricidad total producida.

Como solución a todos estos problemas, este proyecto plantea el estudio técnico y económico del desarrollo de una red inteligente conformada por sistemas de generación gestionables y no gestionables. Como forma de generación gestionable se plantea una planta de gasificación por plasma, que produce hidrógeno a partir de residuos orgánicos.

Esta planta resuelve la problemática de la gestión de residuos, a la vez que aprovecha la biomasa para la producción de hidrógeno, sistema de reserva de la microrred.

La red inteligente, elimina las pérdidas asociadas al transporte debido a que los puntos de generación y consumo se encuentran muy próximos.

La localidad elegida para el diseño de la microrred ha sido Aranda de Duero, ubicada en la provincia de Burgos. En primer lugar, se han estudiado las tecnologías renovables en un radio de 50 kilómetros, obteniendo finalmente 61,2 MW instalados de energía eólica, 5,224 MW de solar fotovoltaica y 9,245 MW de energía minihidráulica, alcanzando un total de 75,669 MW de potencia instalada no gestionable.

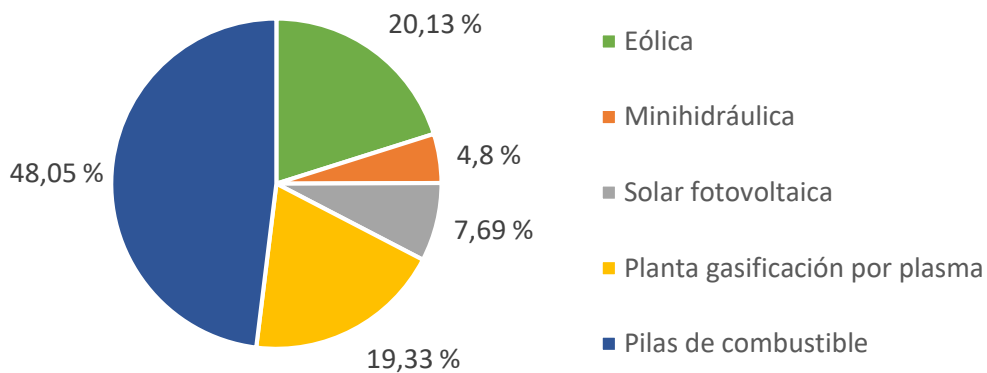
Con todas estas tecnologías, junto con la energía obtenida de la planta de gasificación por plasma se debe cubrir satisfactoriamente la demanda de la zona, cuyo máximo es de 41,96 MWh.

La planta de gasificación por plasma se alimenta de residuos orgánicos. Es por ello que se ha llevado a cabo un estudio exhaustivo del tratamiento actual de residuos en Aranda de Duero, determinándose aquellos orgánicos que se pueden introducir en la planta de plasma. Se introducirá la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, los residuos forestales y los residuos de la industria vitivinícola, ascendiendo la cifra a 84.950,93 toneladas anuales, por lo que se diseñará una planta de plasma capaz de procesar 250 toneladas diarias.

A partir de dicha entrada de residuos, después de diferentes procesos, el hidrógeno a la salida de la planta de gasificación es de 1.022,33 kg/h. Este hidrógeno se almacenará mediante hidruros metálicos, por tratarse de una de las tecnologías más seguras y desarrolladas actualmente. El sistema cuenta con 146 tanques de almacenamiento de 54 kg de capacidad cada uno. Este hidrógeno será la forma de producción de energía gestionable de la microrred, convirtiéndose en electricidad mediante pilas de combustible. Se utilizarán 50 células, cada una de ellas con una capacidad de generación de 1 MW a partir de una entrada de hidrógeno de 63 kg/h.

Para el estudio de viabilidad de la microrred se han supuesto distintos posibles escenarios de generación. En primer lugar, se ha estudiado el caso más desfavorable y poco realista de demanda constante y máxima seguido del caso en el que se supone la curva de demanda real y se estudia la ausencia de las distintas energías renovables, debido a que están sujetas a la aleatoriedad del clima. A pesar de que en todos los escenarios hay una dependencia de la red general, se concluye que es una gran alternativa al sistema actual, debido a que resuelve la problemática del aprovechamiento energético de residuos, aprovecha las energías limpias de la zona y elimina las pérdidas asociadas al transporte.

Finalmente se ha llevado a cabo un estudio económico para analizar la viabilidad de la instalación de la microrred. Se han calculado los costes de inversión, de explotación y totales de generación de cada tecnología. La inversión inicial es de 271,6 M€ incluyéndose a continuación el porcentaje de dicho coste correspondiente a cada tecnología:



Porcentaje sobre la inversión inicial de cada tecnología

El coste de generación de la microrred se ha calculado como una media ponderada de los costes de generación de las tecnologías que participan en los distintos escenarios. En todos los escenarios el coste de generación es de aproximadamente 0,08 €/kWh, siendo la tarifa actual de 0,124 €/kWh, por lo que queda demostrado el beneficio económico para el consumidor.

Con esto queda demostrada la viabilidad económica de la microrred, presentando una mejora en la factura eléctrica del pequeño consumidor y constituyéndose como una solución para el futuro que resuelva el problema del aprovechamiento energético de residuos y utilice las energías limpias disponibles.

SMART MICRO GRID FOR THE ELECTRICAL SUPPLY OF ARANDA DE DUERO BY MANAGEABLE AND NON-MANAGEABLE RENEWABLE ENERGY SOURCES

Author: Fernández Sanz, Andrea.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating entity: ICAI-Universidad Pontificia de Comillas.

ABSTRACT

In the Circular Economy documents issued by the European Commission it is stated the objective of eliminating almost the totality of the waste disposals in landfills by the year 2030. It should be also avoided the waste disposal of the recyclable wastes by 2025. To face this serious challenge, it is necessary to find new ways of waste treatment, being the most optimal ones those that contribute to the energy recovery of the wastes.

In the Spanish electric system, the trend of the last few years has been the development of renewable technologies in order to avoid greenhouse emissions that cause climate change. But not all the technologies have had the same importance. There have been much more solar and wind energy installations than biomass, geothermal and tidal ones.

This fact has been mainly caused by the interests of the investors, the fact that solar and wind power provide more energy than the other mentioned technologies and the shorter implementation time of these technologies.

Solar and wind power technologies belong to the special regime. That is the reason why when they are available, all the energy is given to the electric system, while other generation stations belonging to the ordinary regime should be stopped. The premium system for the renewable technologies together with the underutilization of the ordinary regime stations cause an increase of the electricity price.

The Spanish electric system is centralised, which leads to 15% losses in energy transmission due to the long distances between the energy production and the energy consumption points.

As a solution for all the mentioned problems, this project proposes the technical and economic study of a microgrid consisting in manageable and non-manageable generation systems. The manageable energy will be a plasma gasification plant whose input is organic wastes and whose output is hydrogen.

This plasma gasification plant solves the problem of waste treatment, while taking advantage of the biomass for in order to obtain hydrogen.

The smart micro grid eliminates the losses associated to the energy transmission because there are no long distances between the electric generation and consumption points.

The chosen location for the microgrid is Aranda de Duero, in the province of Burgos. Firstly, a study of the energy power stations that are less than 50 km far away from Aranda de Duero has been carried out, finding the following installed capacities: 61,2 MW of wind power, 5,224 MW of solar power and 9,245 of mini-hydraulic power. The global result is 75,669 MW of non-manageable energies installed.

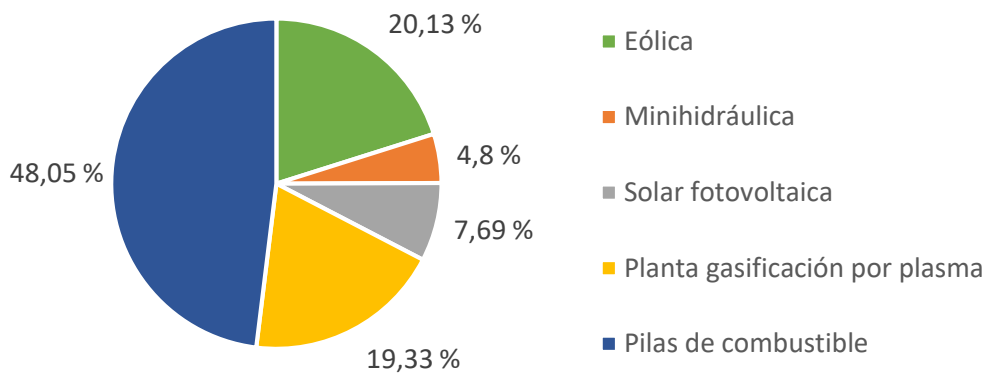
The electrical demand, which maximum is 41,96 MWh, should be covered with the energy from all the renewable sources and from the plasma gasification plant.

The input for the plasma gasification plant is organic waste. This is the reason why it has been carried out a study of the current waste treatment in Aranda de Duero, establishing the organic wastes which can be introduced in the plasma plant. The following organic wastes will be introduced in the plasma plant: the organic fraction from municipal waste, forest residues and residues from the wine industry. The total quantity of wastes is 84.950,93 tonnes per year. Consequently, the designed plasma plant should be able to process 250 tonnes per day.

Once the organic wastes enter the plasma plant, after several complex processes, the output of hydrogen is 1.022,33 kg/h. This hydrogen will be stored in metallic hydrides, because it is one of the safest and most developed technologies. The system has 146 storage tanks with a capacity of 54 kg each one. The hydrogen will be converted into electricity by fuel cells. There will be 50 cells, with a generation capacity of 1 MW from a hydrogen inlet of 63 kg/h.

In order to accomplish the viability study of the microgrid, different scenarios have been studied. Firstly, it has been analysed the worst-case scenario in which the electrical demand is constantly the maximum value. Secondly, it has been studied the scenario with the real demand curve and the absence of the different generation technologies. The conclusion is that the microgrid is a good alternative to the current system, despite there is a dependency on the general electricity grid. The microgrid solves the waste treatment problem and it takes advantage of the clean energy technologies while eliminating the losses associated to the transmission system.

Finally, an economic study has been accomplished in order to determine the profitability of installing the microgrid. The investment costs, operating costs and global generation costs of each technology have been calculated. The initial investment is 271,6 M€ and the corresponding percentage of each technology is shown in the following graph:



Percentage of the initial investment corresponding to each technology

The generation cost of the microgrid has been calculated as a weighted average of the generation costs of the different technologies which supply energy in the different scenarios. In all the scenarios the generation cost is approximately 0,08 €/kWh, while the current electricity price is 0,124 €/kWh. This proves the economic benefit for the consumer.

All these results demonstrate the economic viability of the microgrid, with the corresponding price decrease of the electricity consumed. Microgrids are a great alternative for the future that solve the problem of waste treatment and use only clean production technologies.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**RED INTELIGENTE PARA EL SUMINISTRO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARANDA DE
DUERO MEDIANTE ENERGÍAS
RENOVABLES GESTIONABLES Y NO
GESTIONABLES**

Autor: Andrea Fernández Sanz
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Julio 2018

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, y en especial a mi abuela, por su amor y apoyo incondicional durante estos dos años de máster y durante toda mi vida.

A mi director de proyecto Julio, por su total dedicación, apoyo y paciencia durante la realización de este proyecto de fin de máster.

Y a mis amigos, los de siempre y los que he creado durante mi etapa universitaria, por ayudarme a conseguir mis metas y a crecer como persona.



Índice de contenido

| | |
|--|-----------|
| PARTE I: MEMORIA..... | 11 |
| Capítulo 1: Introducción..... | 13 |
| 1.1. Motivación..... | 13 |
| 1.2. Objetivos..... | 14 |
| Capítulo 2: Documento de la Unión Europea sobre Economía circular . | 17 |
| 2.1. Introducción | 17 |
| 2.2. Modernización de la política y de los objetivos sobre residuos: los residuos como recurso | 18 |
| 2.3. Conclusiones..... | 19 |
| Capítulo 3: Sistema eléctrico español | 21 |
| 3.1. Tipos de centrales de generación | 21 |
| 3.2. Distribución | 24 |
| 3.3. Coste y precio | 25 |
| Capítulo 4: Redes inteligentes..... | 33 |
| 4.1. Generación centralizada y distribuida..... | 33 |
| 4.2. Definición de microrred | 34 |
| 4.3. Ejemplos de microrredes | 35 |
| Capítulo 5: Selección de Aranda de Duero | 37 |
| 5.1. Población y economía de la ciudad | 37 |
| 5.2. Fuentes de energía renovable y cogeneración en un entorno de unos 50 kilómetros | 42 |
| 5.3. Demanda eléctrica en la zona | 52 |
| 5.4. Sistemas de tratamiento de residuos actuales y su economía | 53 |
| Capítulo 6: Eliminación de residuos orgánicos por plasma..... | 57 |
| 6.1. Contexto energético | 57 |
| Andrea Fernández Sanz | 1 |



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| | |
|--|------------|
| 6.2. Residuos aprovechables en Aranda de Duero | 62 |
| 6.3. Resumen de residuos eliminados mediante gasificación por plasma | 68 |
| Capítulo 7: Instalación de plasma para la eliminación de residuos..... | 69 |
| 7.1. Descripción de la instalación..... | 69 |
| 7.2. Balance energético | 79 |
| 7.3. Análisis de los productos | 81 |
| 7.4. Producción de hidrógeno..... | 82 |
| 7.5. Sostenibilidad de la instalación..... | 85 |
| 7.6. Almacenamiento del hidrógeno..... | 91 |
| 7.7. Coste de la planta | 96 |
| Capítulo 8: Pilas de combustible | 97 |
| 8.1. Introducción | 97 |
| 8.2. Principio de funcionamiento..... | 98 |
| 8.3. Tipos de pilas | 99 |
| 8.4. Selección de la pila de combustible | 104 |
| 8.5. Producción de energía | 105 |
| Capítulo 9: Red inteligente en Aranda de Duero | 107 |
| 9.1 Introducción | 107 |
| 9.2. Funcionamiento de la microrred..... | 107 |
| 9.3. Escenarios..... | 109 |
| 9.4. Conclusiones..... | 117 |
| PARTE II: ECONOMÍA DEL PROYECTO..... | 119 |
| Capítulo 1: Estudio económico de las diferentes tecnologías..... | 121 |
| 1.1. Energía eólica | 121 |
| 1.2. Energía hidráulica | 125 |
| 1.4. Energía solar fotovoltaica | 127 |



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| | |
|---|------------|
| 1.5. Tecnología de gasificación por plasma | 129 |
| Capítulo 2: Estudio económico del conjunto de la microrred..... | 133 |
| 2.1. Resumen de las tecnologías de generación | 133 |
| 2.2. Evaluación económica del conjunto de la microrred | 135 |
| Capítulo 3: Rentabilidad de la microrred..... | 137 |
| Capítulo 4: Conclusiones económicas | 141 |
| PARTE III: ANEJOS | 143 |
| REFERENCIAS | 147 |
| BIBLIOGRAFÍA | 149 |



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA – ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



Índice de figuras

| | |
|--|----|
| <i>Figura 2. Esquema de la economía circular [Comisión Europea]</i> | 17 |
| <i>Figura 3. Esquema del sistema eléctrico español [REE]</i> | 21 |
| <i>Figura 4. Evolución de la estructura de potencia instalada peninsular por tipos de tecnologías [REE]</i> | 23 |
| <i>Figura 5. Evolución de la generación eléctrica en España [Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital]</i> | 23 |
| <i>Figura 6. Cobertura de la demanda eléctrica por tipo de tecnología [REE]</i> | 24 |
| <i>Figura 7. Desglose de costes de la factura eléctrica [Ministerio de Industria, Energía y Turismo]</i> | 26 |
| <i>Figura 8. Evolución del PVPC frente al precio del mercado diario en 2017 (€/MWh) [3]</i> | 26 |
| <i>Figura 9. Componentes precio final medio de la demanda nacional (€/MWh) en 2018 [Omie]</i> | 28 |
| <i>Figura 10. Componentes del precio medio final del mercado eléctrico (€/MWh) en 2016 y 2017 [3]</i> | 29 |
| <i>Figura 11. Generación en España (%) y precios (€/MWh) [3]</i> | 30 |
| <i>Figura 12. Porcentaje de ventas de energía por tecnología en el mercado spot [3]</i> | 30 |
| <i>Figura 13. Componentes del precio medio final del mercado eléctrico en 2017 [3]</i> | 31 |
| <i>Figura 14. Zonas de generación y consumo eléctrico de España [Escuela Endesa]</i> | 33 |
| <i>Figura 15. Microrred en la isla de T'au llevada a cabo por Tesla-SolarCity</i> | 35 |
| <i>Figura 16. Mapa de situación de Aranda de Duero</i> | 37 |
| <i>Figura 17. Mapa de situación de la zona de Aranda de Duero</i> | 38 |
| <i>Figura 18. Mapa del sistema eléctrico en la zona de Aranda de Duero [REE]</i> | 39 |
| <i>Figura 19. Leyenda del mapa del sistema eléctrico [REE]</i> | 40 |
| <i>Figura 20. Perfil típico de generación de las distintas tecnologías renovables y cogeneración</i> | 42 |
| <i>Figura 21. Potencia eólica instalada por comunidad autónoma [CNMC]</i> | 43 |
| <i>Figura 22. Mapa eólico en un radio de 50 km de Aranda de Duero</i> | 44 |
| <i>Figura 23. Participación de la generación solar fotovoltaica por Comunidad Autónoma sobre el total nacional en 2016 [REE]</i> | 45 |



| | |
|---|----|
| <i>Figura 24. Perfil horario de producción de energía solar fotovoltaica [Elaboración propia]</i> | 47 |
| <i>Figura 25. Perfil horario de producción de energía minihidráulica [Elaboración propia]</i> | 49 |
| <i>Figura 26. Área cuyos residuos sólidos urbanos son tratados en la Planta de tratamiento, clasificación y compostaje de Aranda de Duero</i> | 54 |
| <i>Figura 27. Evolución pasada y escenarios de futuro del consumo de energía primaria y final a nivel mundial [5]</i> | 58 |
| <i>Figura 28. Evolución pasada y escenarios de futuro del consumo de energía primaria y final a nivel europeo [5]</i> | 58 |
| <i>Figura 29. Previsión media para potencial mundial de biomasa por tipos de recurso en 2050 [5]</i> | 60 |
| <i>Figura 30. Distribución del consumo de energía primaria en España para 2007 y detalle de energías renovables [5]</i> | 60 |
| <i>Figura 31. Distribución del consumo de energía primaria en Castilla y León para 2007 y detalle de energías renovables [5]</i> | 61 |
| <i>Figura 32. Partidos Judiciales de la provincia de Burgos</i> | 64 |
| <i>Figura 33. Detalle de la localización de los Términos Municipales/Montes de la Provincia de Burgos</i> | 64 |
| <i>Figura 34. Municipios que componen la Denominación de Origen Ribera del Duero</i> | 66 |
| <i>Figura 35. Proceso de las 7 etapas en la gasificación por plasma de residuos.</i> | 69 |
| <i>Figura 36. Esquema de disociación molecular [Aventum]</i> | 70 |
| <i>Figura 37. Esquema de antorcha de arco no transferido [Aventum]</i> | 71 |
| <i>Figura 38. Rango de temperaturas a partir de los cuales se produce la disociación molecular [Acciona]</i> | 72 |
| <i>Figura 39. Esquema de la vasija de plasma. [Aventum]</i> | 74 |
| <i>Figura 40. Esquema separador ciclónico</i> | 75 |
| <i>Figura 41. Esquema de la vasija de la planta de gasificación por plasma</i> | 76 |
| <i>Figura 42. Perfil de temperaturas en el interior de la vasija [Materiales Renovados]</i> | 77 |
| <i>Figura 43. Esquema de los dos tipos de antorchas existentes [Aventum]</i> | 78 |
| <i>Figura 44. Porcentaje en masa del gas de síntesis tras el proceso de las siete etapas [Aventum]</i> | 81 |
| <i>Figura 45. Porcentaje en volumen del gas de síntesis [Elaboración propia]</i> | 81 |
| <i>Figura 46. Membrana de fibra hueca Polysep [Uop]</i> | 84 |



| | |
|--|-----|
| <i>Figura 47. Comparativa de emisiones de gases del ciclo de vida de efecto invernadero de cuatro tecnologías [SCS]</i> | 86 |
| <i>Figura 48. Tanque de almacenamiento de hidrógeno a 700 atmósferas de presión [Quantum]</i> | 92 |
| <i>Figura 49. Depósito de hidrógeno criogénico [Isover]</i> | 93 |
| <i>Figura 50. Esquema de funcionamiento pila de combustible</i> | 98 |
| <i>Figura 51. Esquema pila de combustible PEMFC</i> | 101 |
| <i>Figura 52. Relación temperatura/presión en función del tipo de electrolito en pilas AFC</i> | 102 |
| <i>Figura 53. Esquema de pila de combustible alcalina (AFC)</i> | 102 |
| <i>Figura 54. Esquema de pila PAFC</i> | 104 |
| <i>Figura 55. Perfil de generación con toda la generación no gestionable disponible [Elaboración propia]</i> | 109 |
| <i>Figura 56. Energía producida mediante pilas de combustible en el Escenario 1 [Elaboración propia]</i> | 110 |
| <i>Figura 57. Flujo másico de entrada a las pilas de combustible en el Escenario 1 [Elaboración propia]</i> | 111 |
| <i>Figura 58. Perfil de generación incluyendo la generación gestionable [Elaboración propia]</i> | 111 |
| <i>Figura 59. Producción porcentual de cada tipo de tecnología en el Escenario 1 [Elaboración propia]</i> | 112 |
| <i>Figura 60. Cobertura de la demanda en el Escenario 2.1 [Elaboración propia]</i> | 113 |
| <i>Figura 61. Porcentaje de la demanda cubierto por cada tecnología en el Escenario 2.1 [Elaboración propia]</i> | 114 |
| <i>Figura 62. Porcentaje de la demanda cubierto por cada tecnología en el Escenario 2.2 [Elaboración propia]</i> | 115 |
| <i>Figura 63. Porcentaje de la demanda cubierto por cada tecnología en el Escenario 2.3 [Elaboración propia]</i> | 115 |
| <i>Figura 64. Porcentaje de la demanda cubierto por cada tecnología en el Escenario 2.4 [Elaboración propia]</i> | 116 |
| <i>Figura 65. Distribución de la cobertura de la demanda en los distintos escenarios [Elaboración propia]</i> | 117 |
| <i>Figura 66. Porcentajes sobre la inversión inicial en la construcción de un parque eólico [Elaboración propia a partir de datos IEA]</i> | 122 |
| <i>Figura 67. Porcentajes de los costes de explotación de un parque eólico [Elaboración propia a partir de datos del IDAE]</i> | 123 |



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| | |
|--|------------|
| <i>Figura 68. Porcentajes que componen el coste de inversión de la energía hidráulica [Elaboración propia a partir de datos IEA]</i> | <u>125</u> |
| <i>Figura 69. Costes de inversión y explotación de cada tecnología [Elaboración propia]</i> | <u>133</u> |
| <i>Figura 70. Coste medio de cada tecnología [Elaboración propia]</i> | <u>134</u> |
| <i>Figura 71. Reparto de la factura eléctrica en España [Elaboración propia a partir de datos UNESA]</i> | <u>135</u> |
| <i>Figura 72. Porcentajes sobre la inversión inicial de cada tecnología [Elaboración propia]</i> | <u>137</u> |



Índice de tablas

| | |
|---|----|
| <i>Tabla 1. Desglose de costes en el precio de la electricidad del 2017 [Elaboración propia a partir de datos de [1]]</i> | 31 |
| <i>Tabla 2. Datos históricos climáticos de Aranda de Duero</i> | 41 |
| <i>Tabla 3. Parques eólicos en un radio de 50 km alrededor de Aranda de Duero [elaboración propia a partir de datos AEE]</i> | 44 |
| <i>Tabla 4. Centrales solares fotovoltaicas en un radio de 50 km alrededor de Aranda de Duero [Elaboración propia]</i> | 46 |
| <i>Tabla 5. Centrales hidroeléctricas en el entorno de Aranda de Duero [Elaboración propia]</i> | 48 |
| <i>Tabla 6. Centrales de cogeneración en el entorno de Aranda de Duero [Elaboración propia]</i> | 50 |
| <i>Tabla 7. Resumen de tecnologías en el entorno de Aranda de Duero [Elaboración propia]</i> | 50 |
| <i>Tabla 8. Puntos notables de la demanda de Cuenca en el año 2012</i> | 52 |
| <i>Tabla 9. Residuos sólidos urbanos de Aranda de Duero en 2016</i> | 62 |
| <i>Tabla 10. Porcentajes aproximados de RSU que llegan a la Planta de Clasificación y Compostaje de Aranda de Duero</i> | 63 |
| <i>Tabla 11. Montes de Utilidad Pública de Aranda de Duero [Elaboración propia]</i> | 66 |
| <i>Tabla 12. Distribución de la superficie de viñedos por provincias</i> | 67 |
| <i>Tabla 13. Estimación de los rendimientos de residuos de poda de los principales cultivos leñosos en España por hectárea.</i> | 67 |
| <i>Tabla 14. Resumen de residuos orgánicos producidos anualmente en Aranda de Duero [Elaboración propia]</i> | 68 |
| <i>Tabla 15. Composición del gas de síntesis limpio [Aventum]</i> | 82 |
| <i>Tabla 16. Comparativa de distintos métodos de gestión de residuos [Materiales Renovados]</i> | 87 |
| <i>Tabla 17. Análisis de emisiones gasificación por plasma vs. Incineración [Westinghouse]</i> | 88 |
| <i>Tabla 18. Especificaciones del gas de síntesis después de la limpieza [Westinghouse]</i> | 89 |
| <i>Tabla 19. Análisis del gas de síntesis en planta de gasificación por plasma situada en Ottawa, Canada.</i> | 89 |
| <i>Tabla 20. Análisis de la materia inerte vitrificada de la planta de Mihama Mikata</i> | 90 |



| | |
|--|-----|
| <i>Tabla 21. Resultado de elementos tóxicos en la escoria vitrificada de la planta de Cheongson, Korea</i> | 90 |
| <i>Tabla 22. Volumen necesario para almacenar 1 kg de hidrógeno a 20 °C en función de la presión.</i> | 91 |
| <i>Tabla 23. Principales hidruros químicos para almacenamiento de hidrógeno</i> | 94 |
| <i>Tabla 24. Propiedades de algunos hidruros metálicos</i> | 95 |
| <i>Tabla 25. Valoración del almacenamiento en hidruros metálicos</i> | 95 |
| <i>Tabla 26. Tipos de pilas de combustible en función del electrolito utilizado</i> | 99 |
| <i>Tabla 27. Características parques eólicos de la microrred [Elaboración propia a partir de datos AEE]</i> | 121 |
| <i>Tabla 28. Costes de inversión de la energía eólica [Elaboración propia]</i> | 122 |
| <i>Tabla 29. Costes de explotación energía eólica [Elaboración propia a partir de datos IDAE]</i> | 124 |
| <i>Tabla 30. Costes totales de generación de la energía eólica [Elaboración propia]</i> | 124 |
| <i>Tabla 31. Costes de inversión inicial de cada central minihidráulica [Elaboración propia]</i> | 126 |
| <i>Tabla 32. Costes de generación de la tecnología hidráulica [Elaboración propia]</i> | 127 |
| <i>Tabla 33. Costes de generación de la energía solar fotovoltaica [Elaboración propia]</i> | 128 |
| <i>Tabla 34. Costes de generación de la tecnología de plasma [Elaboración propia]</i> | 129 |
| <i>Tabla 35. Costes de generación de las pilas de combustible [Elaboración propia]</i> | 130 |
| <i>Tabla 36. Costes de generación totales de las pilas de combustible [Elaboración propia]</i> | 131 |
| <i>Tabla 37. Resumen de costes de todas las tecnologías de generación [Elaboración propia]</i> | 133 |
| <i>Tabla 38. Coste total de la electricidad en los diferentes escenarios de estudio [Elaboración propia]</i> | 136 |
| <i>Tabla 39. Beneficio acumulado a lo largo de la vida de la instalación [Elaboración propia]</i> | 138 |



PARTE I: MEMORIA





Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

En el documento de Economía Circular emitido por la Comisión Europea se presentan las medidas necesarias para cumplir con los objetivos de un desarrollo sostenible, haciéndose especial énfasis en la gestión de residuos.

De esta forma, los Estados miembros, deberán adoptar las normativas necesarias para eliminar totalmente los depósitos en vertederos para el año 2030, debiendo evitarse para 2025 el vertido de todos los residuos que puedan ser reciclados.

Ante esta problemática, surge la necesidad de buscar alternativas de gestión de residuos limpias que permitan el reaprovechamiento energético de los mismos.

En segundo lugar, en España se han estado fomentando el desarrollo e implantación de formas de energía renovables mediante primas, debido a que son tecnologías no rentables por sí mismas. Esto origina unos precios muy altos de la electricidad, junto con un aumento del déficit tarifario.

En el sistema eléctrico actual, las tecnologías de generación en régimen especial tienen prioridad de entrada al mix de generación cuando estén disponibles, permaneciendo otras centrales de régimen ordinario paradas. Dentro de la generación en régimen especial las principales tecnologías que se han desarrollado han sido la energía solar y la fotovoltaica debido a sus menores tiempos de puesta en marcha en comparación con otros tipos de tecnologías renovables. Se deben incluir con la misma importancia otras formas de energías limpias como la biomasa debido a su utilidad en la gestión de dichos residuos, además de no depender de la aleatoriedad del clima como la eólica y la solar.

Debido a las primas asociadas a la producción de régimen especial y a la subutilización de las centrales de régimen ordinario, no tiene sentido seguir instalando más potencia renovable mientras no se cambie la dinámica actual.

Otra problemática del sistema eléctrico actual consiste en que la generación está centralizada. De esta forma, dado que habitualmente las zonas de mayor consumo se encuentran alejadas de las principales zonas de generación, es necesario transportar la electricidad durante largas distancias. Las pérdidas asociadas a este transporte alcanzan el 15%, por lo que resulta interesante cambiar el sistema de tal forma que se eliminen estas pérdidas.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Como solución a todos los problemas planteados, este proyecto estudia la viabilidad tanto económica como técnica de la implantación de una microrred inteligente.

La microrred contará con un sistema de generación de energía gestionable: una planta de gasificación por plasma, y sistemas de energía no gestionables ubicados en un entorno de 50 kilómetros.

En primer lugar, se presenta una alternativa a la problemática de gestión de residuos, dado que en la planta de gasificación por plasma se aprovechan energéticamente todos los residuos biomásicos de la zona, generando hidrógeno como producto final. De esta forma se reduce la dependencia energética y se maximiza la operación de energías renovables.

Este hidrógeno es almacenado y convertido en electricidad mediante pilas de combustible cuando los sistemas de generación no gestionables no estén operativos.

Se resuelve también la problemática de los costes de transporte dado que se trata de un sistema de generación distribuida en el que las fuentes de generación renovable se encuentran en un entorno muy próximo al consumo.

Con todo esto, se estudiará si es económica y técnicamente viable la implantación de este nuevo sistema de gestión de residuos y producción eléctrica.

1.2. Objetivos

El proyecto se enmarca en la ciudad burgalesa de Aranda de Duero, debido entre otros factores a que se encuentra en una zona con una fuerte industria del vino y la consecuente generación de residuos vitivinícolas para alimentar la planta de plasma. El objetivo principal de este proyecto es estudiar si se puede abastecer la demanda eléctrica de la zona satisfactoriamente mediante la microrred planteada, consiguiendo abaratar el precio actual de la electricidad y utilizando todos los recursos energéticos limpios disponibles en la zona resolviendo asimismo el grave problema de gestión de residuos actual. Para ello se cumplirá con los siguientes objetivos:

- Estudio de las fuentes de generación renovable disponibles en el entorno de Aranda de Duero: centrales eólicas, fotovoltaicas, minihidráulicas y plantas de cogeneración.
- Llevar a cabo un estudio del sistema eléctrico actual, así como de la demanda eléctrica en la población de estudio.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

- Estudio de los procesos de recogida y tratamiento de residuos actualmente existentes para determinar qué cantidad de ellos pueden ser recuperados energéticamente con el fin de dimensionar correctamente la planta de gasificación por plasma.
- Se estudiará el diseño de una planta de gasificación por plasma que además de eliminar los residuos orgánicos de la zona sea una fuente gestionable de electricidad, analizando el almacenamiento de hidrógeno y su posterior conversión en electricidad mediante pilas de combustible.
- Estudio de los distintos escenarios de generación de la microrred y la cobertura de la demanda en cada uno de ellos, comparándolo con el sistema de generación eléctrica actual.
- Estudio económico que permite determinar los costes de inversión y explotación de la microrred, así como los costes de la electricidad para realizar una comparativa con los precios actuales. De esta forma se analizará la rentabilidad y ventajas económicas que presenta este modelo frente al actual.



Capítulo 2: Documento de la Unión Europea sobre Economía circular

Toda la información detallada en este apartado, a excepción de las conclusiones, ha sido extraída de los documentos [1] y [2] emitidos por la Comisión Europea sobre la economía circular y el programa de cero residuos para Europa. Se plantea la necesidad de la transición a la economía circular, centrándose en la correcta gestión de residuos con la consecuente eliminación de vertederos en un horizonte temporal próximo.

2.1. Introducción

Desde la revolución industrial, las economías europeas han seguido un patrón de crecimiento según la secuencia ‘tomar-fabricar-consumir-eliminar’, un modelo lineal basado en la hipótesis de la abundancia, disponibilidad, facilidad de obtención y eliminación barata de residuos.

Resulta imprescindible la evolución hacia una economía más circular para cumplir con el programa de eficiencia en el uso de los recursos establecido conforme a la Estrategia Europa 2020.



Figura 1. Esquema de la economía circular [Comisión Europea]

La Comisión Europea ha adoptado un paquete de medidas sobre economía circular con el objetivo de impulsar la competitividad, crear empleo y generar crecimiento sostenible.



Es importante mencionar que Europa pierde actualmente cada año unos 600 millones de toneladas de materiales contenidos en los residuos que podrían ser reciclados o reutilizados. Solo se recicla alrededor del 40% de los residuos producidos en los hogares de la UE, con índices de reciclado del 80% en algunas áreas y menos de un 5% en otras.

2.2. Modernización de la política y de los objetivos sobre residuos: los residuos como recurso

La conversión de los residuos en un recurso es el elemento que ‘cierra el círculo’ en los sistemas de economía circular. Los objetivos y metas fijados en la legislación europea han sido factores decisivos para mejorar la gestión de los residuos. Sin embargo, en la UE todavía generamos unas cinco toneladas de residuos por persona y año de media, y sólo se recicla eficazmente poco más de un tercio de dicha cantidad.

La Unión Europea ha adoptado el compromiso político de reducir la generación de residuos, reciclar los residuos convirtiéndolos en una fuente importante y fiable de materias primas, recuperar energía únicamente de materiales no reciclables y eliminar prácticamente los vertederos.

2.2.1. Definición de los objetivos de residuos en favor de una sociedad de reciclado

Europa ha hecho importantes progresos en la conversión de los residuos en un recurso y en la promoción de formas sostenibles de gestión de los mismos. Pero las actuaciones varían notablemente entre unos Estados miembros y otros. Seis Estados miembros han eliminado ya eficazmente el depósito en vertederos de los residuos municipales, reduciéndolo desde el 90% a menos del 5% en los últimos 20 años, alcanzando tasas de reciclado del 85% en algunas regiones. Por el contrario, en otros Estados miembros, aún sigue depositándose en vertederos más del 90% de los residuos y se recicla menos del 5%.

Para 2025 debe evitarse el vertido de todos los residuos reciclables. Los Estados miembros deben esforzarse por eliminar la práctica totalidad de los depósitos en vertederos para 2030. La recuperación de energía, incluidos el aprovechamiento energético de residuos y el uso de biocombustibles, deben desempeñar un papel fundamental en relación con los residuos no utilizables y no reciclables.



Con el fin de lograr estos objetivos, la Comisión propone:

- Impulsar para 2030 la reutilización y reciclado de los residuos municipales de forma que se llegue al 70%
- Aumentar para 2030 la tasa de reciclado de los residuos de envases hasta el 80%, fijándose como objetivos intermedios el 60% para 2020 y el 70% para 2025, adoptándose además objetivos para materiales específicos.
- Prohibir para 2025 el depósito en vertederos de los plásticos, metales, papel y cartón reciclables y de los residuos biodegradables; los estados miembros se esforzarán por eliminar la práctica totalidad de los depósitos en vertederos para 2030.

2.2.2. Propuestas legislativas revisadas sobre los residuos

La propuesta legislativa revisada relativa a los residuos fija unos objetivos claros de reducción de residuos, acompañados de medidas concretas para abordar los obstáculos y las distintas situaciones existentes en los estados miembros, fijando el plazo de consecución hasta el año 2030. Algunos de los elementos clave de dicha propuesta son:

- Reciclado del 65% de los residuos municipales
- Reciclado del 75% de los residuos de envases
- Reducción de la eliminación en vertedero a un máximo del 10% de todos los residuos
- Prohibición del depósito en vertedero de los residuos recogidos por separado
- Promoción de instrumentos económicos para desalentar la eliminación en vertedero

La producción de energía a partir de residuos debe desempeñar un papel importante en el futuro. Hace falta más investigación e innovación con el fin de impulsar la competitividad de la industria de la UE. También se debe informar y sensibilizar a la opinión pública para poder así conseguir además de la financiación pública, la privada.

2.3. Conclusiones

Ante todos los datos planteados, resulta necesario e imprescindible romper con el modelo de crecimiento y gestión de residuos actual y acelerar la transición hacia una economía circular.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Como se ha mencionado anteriormente, el elemento que ‘cierra el círculo’ y que será de interés en este proyecto es la conversión de residuos en un recurso.

Ante el objetivo de eliminar para el 2025 el depósito de residuos en vertederos surge la necesidad de buscar nuevas formas de gestión de residuos que resuelvan esta problemática. Asimismo, se deben fomentar la investigación e implantación de tecnologías capaces de transformar los residuos en otras formas de energía útiles para la sociedad.

Capítulo 3: Sistema eléctrico español

La electricidad es una forma de energía que actualmente es un factor imprescindible en el normal funcionamiento de las sociedades modernas. Es producida de forma masiva y centralizada y transportada hasta los puntos de consumo, donde es convertida en otras formas de energía. Se emplea en calefacción, alumbrado, electrodomésticos, industria, transporte, informática, etc.

El sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones necesarias para generar, transportar y distribuir la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los consumidores finales.

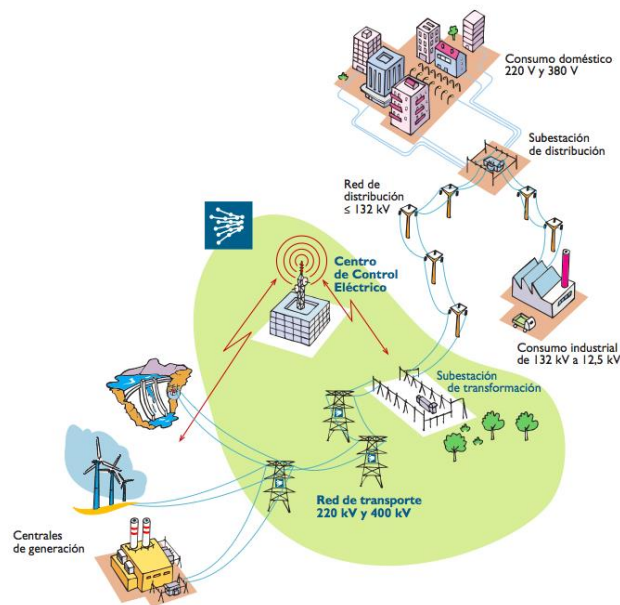


Figura 2. Esquema del sistema eléctrico español [REE]

3.1. Tipos de centrales de generación

La electricidad es obtenida a partir de las fuentes de energía primaria mediante distintos procesos de conversión en las denominadas centrales. Los dos procedimientos maduros en la actualidad para realizar esta conversión son las máquinas rotativas y la conversión fotovoltaica, existiendo otros métodos como las pilas de combustible que todavía están en fase de investigación y desarrollo.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Los distintos tipos de centrales eléctricas se describen a continuación:

- Centrales hidráulicas: el agua de una corriente natural o artificial, debido al desnivel, actúa sobre un grupo turbina hidráulica-alternador produciendo electricidad
- Centrales térmicas: son aquellas que utilizan un ciclo termodinámico para mover la turbina acoplada al generador. Se pueden clasificar de la siguiente forma:
 - Centrales de ciclo Rankine: utilizan un fluido de trabajo, normalmente agua, el cual se somete a un ciclo cerrado. El combustible empleado da nombre al tipo de central existiendo centrales de carbón, de gas, nucleares, de biomasa, etc. En las centrales térmicas convencionales, los combustibles fósiles se queman en una caldera, evaporando el agua que circula por una serie de conductos dentro de la misma. El vapor de agua a alta presión acciona las palas de una turbina de vapor, convirtiendo la energía calorífica en energía mecánica y dando lugar a la producción de electricidad.
 - Centrales de ciclo Bryton: utilizan una turbina de gas para accionar el generador. La turbina de gas está formada por un compresor rotativo, una cámara de combustión y una turbina, dispuestos todos en el mismo eje.
 - Centrales de ciclo combinado: emplean una tecnología que permite aprovechar la energía primaria de forma más eficiente que en los ciclos térmicos convencionales, ya que utiliza un primer ciclo Bryton para la combustión del gas natural en una turbina de gas, seguido de un ciclo de vapor que aprovecha el calor residual de los gases para generar vapor y expandirlo en una turbina de vapor.
- Centrales de cogeneración: son centrales térmicas que, además de producir electricidad, generan calor para diferentes usos
- Centrales nucleares: la fisión de átomos de uranio por impacto de un neutrón libera una enorme cantidad de energía. Esta energía calienta un fluido que circula por una serie de conductos, convirtiéndolo en vapor que acciona el conjunto turbina-alternador.
- Parques eólicos: la energía cinética del viento es directamente transformada en energía mecánica rotatoria mediante un aerogenerador.
- Centrales solares fotovoltaicas: estas instalaciones están basadas en paneles de diodos fotosensibles que convierten en electricidad una parte de la radiación solar que incide sobre su superficie.
- Centrales solares termoeléctricas: la energía procedente del sol calienta un fluido que, a su vez, transforma en vapor un segundo fluido que circula por una serie de conductos.

A continuación, se muestra la evolución de la potencia eléctrica instalada peninsular por tipos de tecnologías (Figura 3), así como la evolución de la generación eléctrica a partir de las distintas fuentes de generación descritas anteriormente (Figura 4).

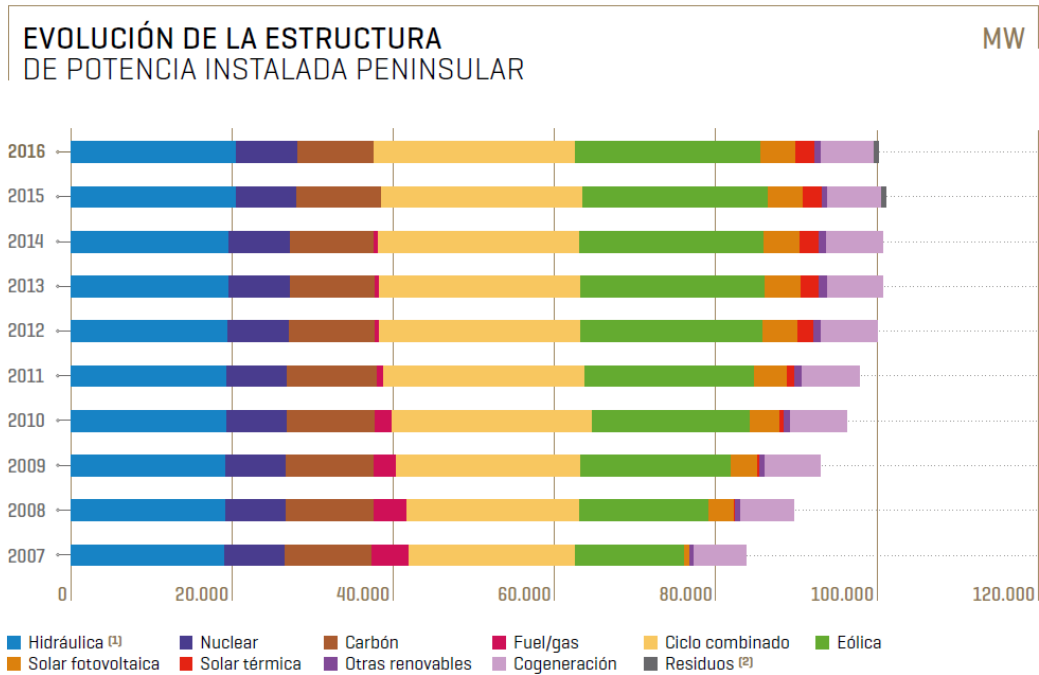


Figura 3. Evolución de la estructura de potencia instalada peninsular por tipos de tecnologías [REE]

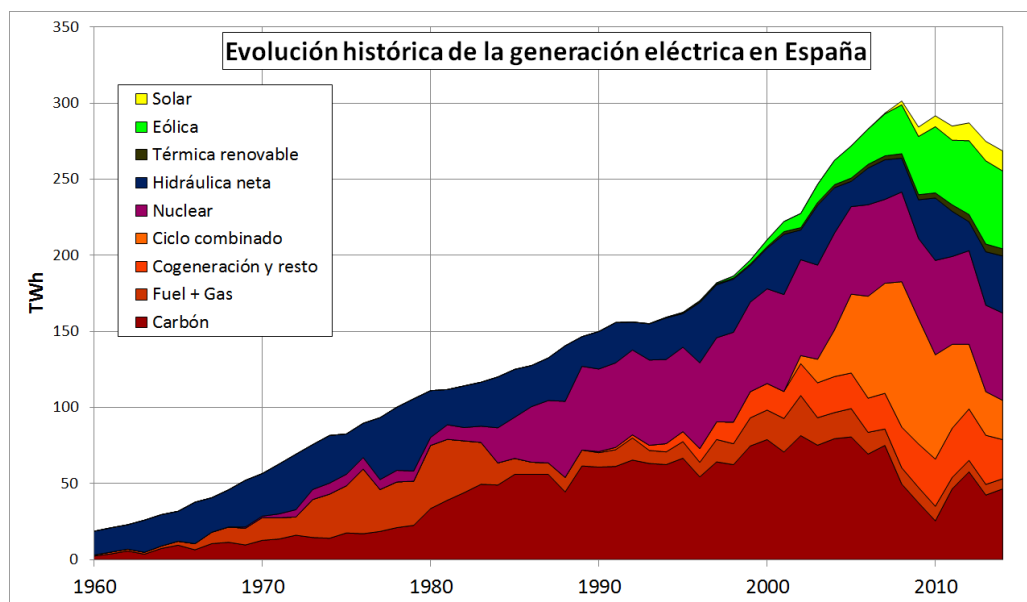


Figura 4. Evolución de la generación eléctrica en España [Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital]

Adicionalmente, resulta interesante analizar qué porcentaje de la demanda es cubierto con cada tipo de tecnología.



Figura 5. Cobertura de la demanda eléctrica por tipo de tecnología [REE]

A partir de la siguiente figura se extrae que las tecnologías que han proporcionado una mayor aportación eléctrica en 2017 han sido la nuclear, el carbón y los ciclos combinados de las no renovables y la energía eólica entre las energías renovables.

3.2. Distribución

Las redes de distribución conectan la red de transporte con el consumidor final mediante subestaciones y líneas de reparto. El elemento principal de una subestación es el transformador, elemento que permite pasar de la tensión de transporte (400 o 220 kV) a los niveles de distribución (30 o 20 kV). Los demás elementos que integran una subestación son los equipos de maniobra, medida y control.

Hay típicamente dos tipos de centrales de distribución: AIS y GIS. Las subestaciones tipo AIS o de intemperie están ubicadas en zonas rurales, con baja densidad de población y dónde el espacio no es un problema. Las subestaciones de tipo GIS están ubicadas en edificios o de forma subterránea en zonas urbanas.

Desde las subestaciones de distribución salen las líneas de media tensión de los valores indicados anteriormente, que alimentan los centros de transformación. En los centros de transformación están ubicados los transformadores de distribución, encargados de pasar de media tensión a baja tensión, a partir de los cuales se alimenta la red de distribución de baja tensión con cuyas líneas se llega hasta las cajas de acometida a los consumidores finales.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

En zonas urbanas las líneas de la red de distribución en media tensión son subterráneas por motivos de seguridad. En redes públicas, los centros de transformación deben tener doble alimentación, mientras que, en redes privadas, la adopción de la doble alimentación depende de otros factores como los costes de inversión, de reparación, costes de no producción, etc.

Las redes de distribución se operan de forma radial, esto es, cada centro de transformación recibe alimentación desde un único circuito, aunque pueda estar preparada la conexión a otros circuitos. De esta forma ante una contingencia, mediante una maniobra manual o automática, se realiza una conmutación entre alimentaciones para no dejar sin servicio a los consumidores.

La red de distribución española tiene más de 600.000 km, siendo las principales empresas distribuidoras Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa. Las empresas distribuidoras tienen la responsabilidad de suministrar energía a sus clientes en todo momento, garantizando la calidad de dicho suministro. Además, son las responsables de medir la energía que suministran a sus consumidores.

3.3. Coste y precio

3.3.1. Precio para el pequeño consumidor

El Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) es el nuevo sistema de fijación del precio de la energía eléctrica que se aplica en la factura de los consumidos con una potencia contratada no superior a 10 kW. El PVPC sustituye a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

La factura eléctrica presenta dos componentes:

- Precio de producción de electricidad
- Peajes fijados por el Ministerio de Industria para retribuir todas las actividades necesarias para llevar el suministro eléctrico hasta los hogares y el resto de costes a cargo del sistema eléctrico.

A continuación, se muestra el desglose de costes de la factura eléctrica. De cada 100 € que paga un consumidor doméstico, se indica qué cantidad pertenece a cada actividad.

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

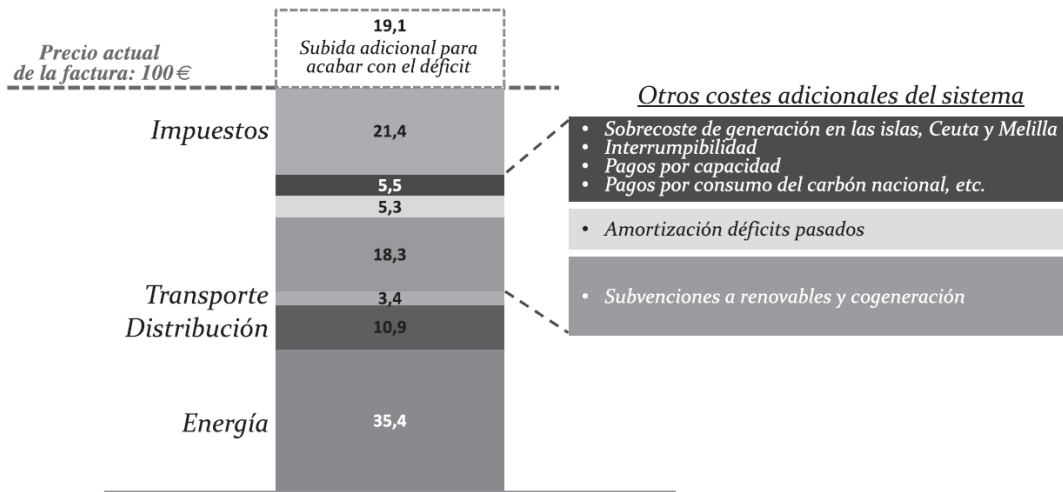


Figura 6. Desglose de costes de la factura eléctrica [Ministerio de Industria, Energía y Turismo]

A partir de la gráfica se observa que los costes de producción de energía únicamente representan el 35,4% del precio total, perteneciendo el resto de costes a otros factores e impuestos que no tienen que ver intrínsecamente con la generación.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución del PVPC frente al precio del mercado diario a lo largo del año 2017.

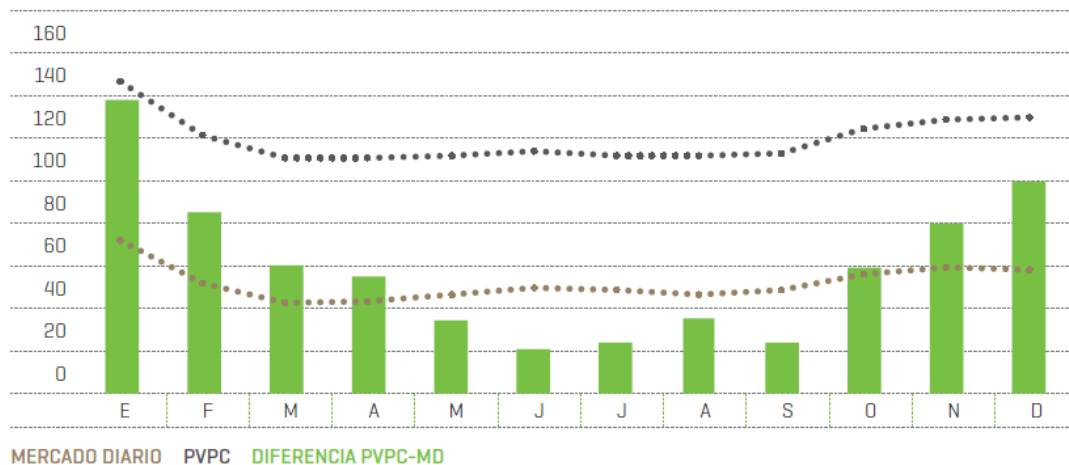


Figura 7. Evolución del PVPC frente al precio del mercado diario en 2017 (€/MWh) [3]

Con el nuevo sistema de PVPC, el consumidor pagará por su consumo el precio resultante en el mercado eléctrico.



Según la Orden Ministerial IET/290/2012, todos los usuarios deben tener instalado un contador inteligente equipado en el año 2018. De esta forma se verá reflejado en la factura la aplicación de estos nuevos precios en función del consumo horario a lo largo del día.

3.3.2. Precio de mercado

La Disposición Adicional Segunda del RD 1454/2005 establece que la Comisión Nacional de Energía es la encargada de calcular y publicar mensualmente los precios medios finales e índices de precios medios de la energía.

Para este fin y para facilitar a los agentes del mercado el criterio de cálculo del precio medio final de la energía en el mercado, se describe a continuación la fórmula para calcular el precio medio final de la energía consumida en barras de central para una determinada agregación k de unidades de demanda en la hora h (PFM $_{k,h}$):

$$PFM_{kh} = PMD_h + \frac{IMMI_{kh} - ENMI_{kh} * PMD_h}{ENMBCK} + \frac{IMRRTT_{kh} - ENRRTT_{kh} * PMD_h}{ENMBCK} + \frac{IMSAJ_{kh} - ENSAJ_{kh} * PMD_h}{ENMBCK} + \frac{IMGP_{kh}}{ENMBCK} + \frac{IMINT_{kh}}{ENMBCK}$$

Donde cada término corresponde a:

PMD $_h$: precio del mercado diario

ENMI $_{kh}$: energía que negocia en los mercados intradiarios

IMMI $_{kh}$: suma de las energías que se le programan en su participación el proceso de resolución de restricciones técnicas

IMRRTT $_{kh}$: importe que se le repercute para la financiación del proceso de resolución de restricciones técnicas, así como el percibido por su participación en dicho proceso

ENSAJ $_{kh}$: energía correspondiente a los desvíos producidos por la agregación de demanda considerada, así como a los servicios de ajuste proporcionados

IMSAJ $_{kh}$: importe correspondiente a los desvíos producidos y los servicios de ajuste proporcionados, así como los importes que se le repercute para la financiación de otros servicios de ajuste del sistema, a excepción del mercado de restricciones técnicas

IMGP $_{kh}$: importe que se le repercute para la financiación del servicio de garantía de potencia

IMINTkh: importe que se le repercute para la financiación del servicio de interrumpibilidad

ENMBCKh: energía que consume medida en barras

En la siguiente gráfica se muestra dicho desglose de costes en el primer semestre de 2018 en la cobertura de la demanda nacional:

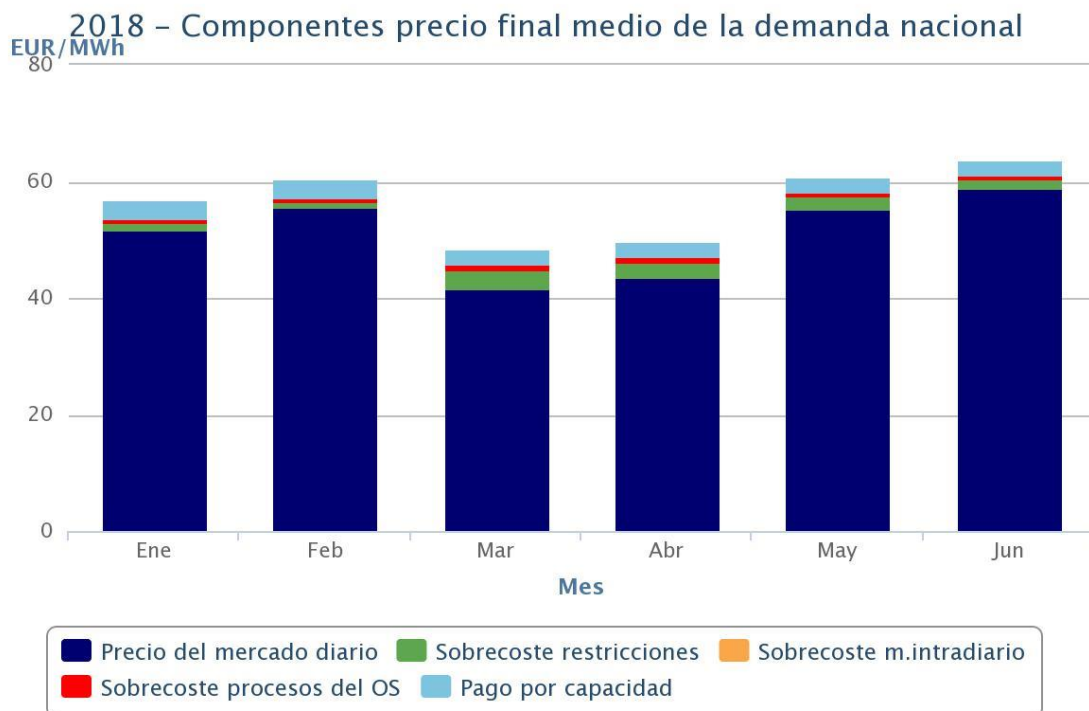


Figura 8. Componentes precio final medio de la demanda nacional (€/MWh) en 2018 [Omie]

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico en 2017 se situó en 60,6 €/MWh, un 25,1% superior al precio de 2016 y el segundo más alto desde 2008. En la siguiente gráfica se muestran los componentes del precio medio final del mercado eléctrico en 2016 y 2017:

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

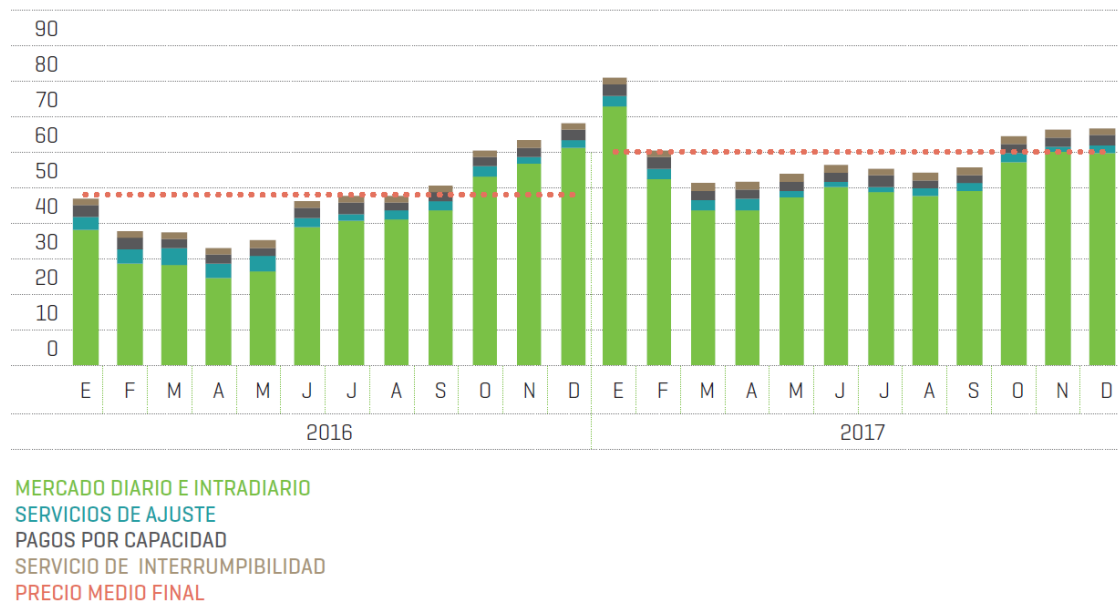


Figura 9. Componentes del precio medio final del mercado eléctrico (€/MWh) en 2016 y 2017 [3]

A partir de la gráfica se observa que el precio tuvo lugar en enero, debido a la baja producción hidráulica y eólica, la alta indisponibilidad de las centrales nucleares francesas, la alta demanda de gas y las bajas temperaturas.

Por el contrario, durante los primeros meses del 2016 hubo una gran participación de energías hidráulica y eólica, lo que implica una significativa reducción en el coste de la electricidad en dicho periodo.

Debido a que el precio del mercado diario es el componente principal en el precio final de la electricidad, resulta interesante analizar qué factores influyen en la subida o bajada de dicho precio. Se observa que habitualmente existe una correlación inversa entre el precio del mercado diario y la participación de las energías renovables, con lo que una menor participación de las energías renovables muestra un incremento del precio del mercado diario. En la siguiente gráfica se observa la cantidad de energía renovable y no renovable producida durante los años 2016 y 2017 junto con el precio del mercado diario:

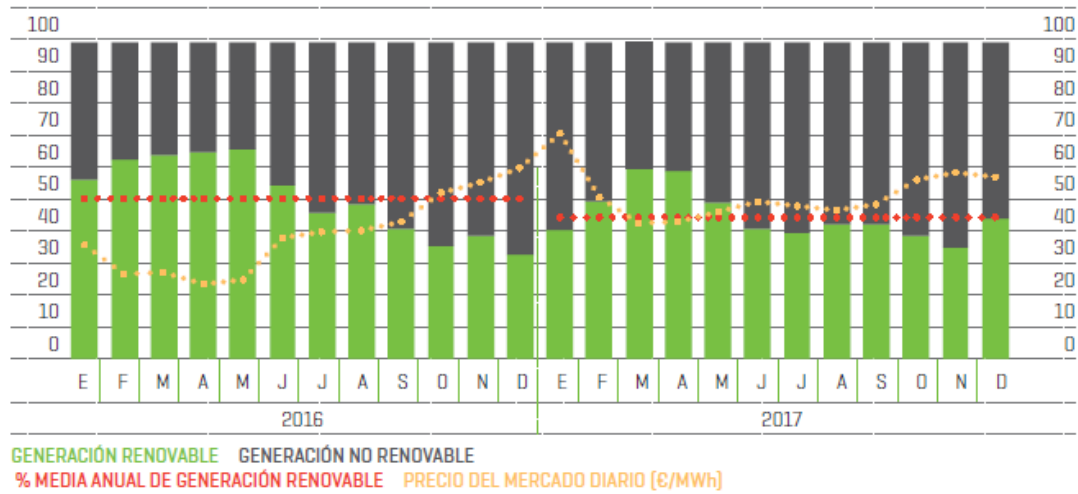


Figura 10. Generación en España (%) y precios (€/MWh) [3]

Con el fin de poder obtener conclusiones lo más completas posibles, se incluye también el porcentaje de ventas de energía por tecnología en el mercado spot en el mismo periodo de tiempo.

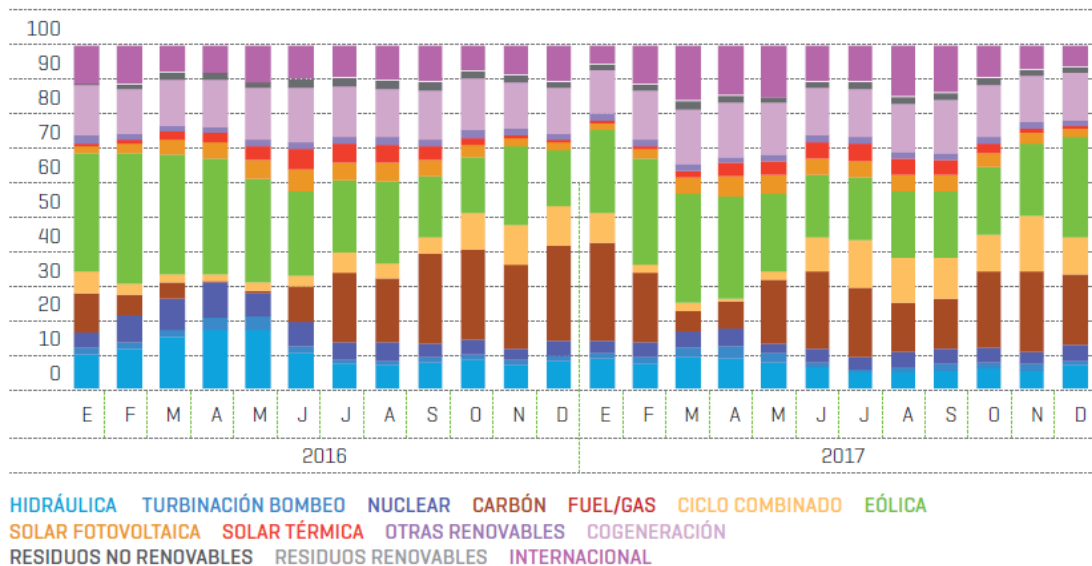


Figura 11. Porcentaje de ventas de energía por tecnología en el mercado spot [3]

A partir de ambas gráficas se observa cómo la hora en que se registró el precio mínimo de electricidad, la energía eólica tuvo una participación al 70%. Por el contrario, si se analiza la hora en la que se alcanzó el precio máximo, el ciclo combinado determinó el precio marginal. La escasa hidraulicidad junto con las bajas reservas condicionan

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

también el precio marginal del mercado diario. Finalmente se aprecia que los meses de mayor hidraulicidad y eolicidad fueron los únicos que registraron precios inferiores a 6€/MWh.

La clara conclusión que se extrae es que, cuanto mayor sea la participación de energías renovables en el mix de generación, menor será el precio de mercado.

Con respecto al porcentaje de costes de cada actividad con respecto al precio total de la electricidad en 2017, la distribución queda de la siguiente forma:

| | |
|---------------------------------|--------|
| Mercados diario e intradiario | 88,2 % |
| Servicios de ajuste del sistema | 3,9 % |
| Pagos por capacidad | 4,5 % |
| Servicio de interrumpibilidad | 3,4 % |

Tabla 1. Desglose de costes en el precio de la electricidad del 2017 [Elaboración propia a partir de datos de [3]]

Las cifras económicas asociadas a cada uno de dichos porcentajes se muestran a continuación:

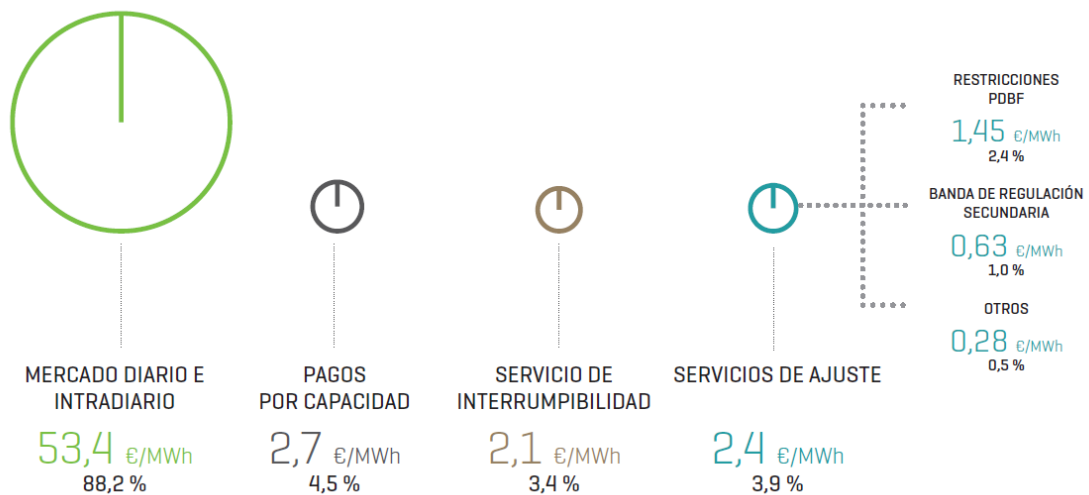


Figura 12. Componentes del precio medio final del mercado eléctrico en 2017 [3]



Capítulo 4: Redes inteligentes

4.1. Generación centralizada y distribuida

Actualmente, España tiene un modelo de generación eléctrico centralizado. En este tipo de sistemas la electricidad se genera en grandes cantidades en centrales eléctricas, que están alejadas de los puntos de consumo, transportándose por tanto dicha electricidad largas distancias. Este modelo también se caracteriza por una red de transporte radial, diseñada para soportar grandes flujos de energía eléctrica unidireccional desde los puntos de generación a los puntos de consumo.

El principal problema de la generación centralizada es que, debido a las largas distancias entre la generación y el consumo, las pérdidas asociadas al transporte y distribución son considerables, estimándose en un 15% de la electricidad total producida. En la figura que se adjunta a continuación, se observa que, mientras que en la zona de Cataluña hay una fuerte generación y un gran consumo, en el resto de España hay grandes distancias y diferencias entre las áreas donde se genera la electricidad y las áreas que presentan un mayor consumo eléctrico.

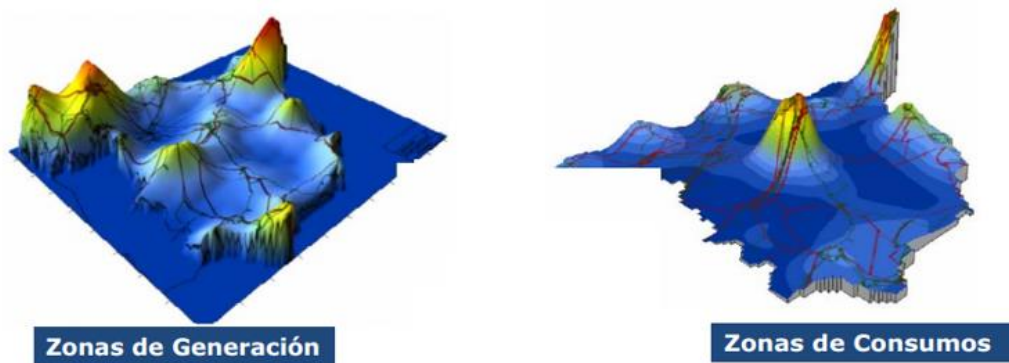


Figura 13. Zonas de generación y consumo eléctrico de España [Escuela Endesa]

Esto implica un encarecimiento del precio de la electricidad, que repercute sobre la industria y los consumidores privados.

Además, como la generación no gestionable en régimen especial tiene prioridad para su inserción en la red nacional, si están produciendo, gran parte de las centrales en régimen ordinario tienen que estar paradas. Esto demuestra que no es técnica ni económicamente razonable introducir más energías no gestionables en el sistema eléctrico de la forma que se hace actualmente.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Por todo ello, en la actualidad, se está iniciando una transición hacia la conocida como generación distribuida o descentralizada. Este modelo de generación se basa en centros de generación pequeños, principalmente a partir de energías renovables, que están normalmente conectados a la red de distribución y se encuentran cerca de las zonas de consumo.

El problema de este tipo de generación reside en que, al depender de fuentes de energía renovables, debido a la aleatoriedad de estas fuentes es difícil predecir cuándo van a producir y la cantidad. Por lo tanto, se deben buscar otras formas de generación gestionable que resuelvan esta problemática.

4.2. Definición de microrred

Una microrred es el conjunto de pequeños grupos de generación, sistemas de almacenamiento de electricidad y consumos que se encuentran en un entorno próximo, estando todos ellos conectados por una red de distribución de media o baja tensión.

Las redes eléctricas inteligentes contribuirán a conseguir el modelo energético sostenible que se persigue en la sociedad actual. Este modelo está caracterizado por una alta penetración de las energías renovables en el mix energético de generación de forma que se reduzcan las emisiones de efecto invernadero, una cobertura de la demanda eficiente y flexible con precios al alcance de los consumidores y una óptima calidad de servicio.

El objetivo de la microrred es el autoabastecimiento de forma que se cubra la demanda mediante la generación gestionable y no gestionable del sistema. Debe siempre existir la posibilidad de interconexión con la red eléctrica nacional de forma que se pueda importar electricidad o exportar el exceso de esta.

A diferencia de la generación centralizada, la microrred elimina la problemática de los costes del transporte de la generación centralizada, debido a que el consumo y la generación se encuentran en un área muy cercana, evitándose los costes de transporte en alta tensión.

Para resolver el problema de la aleatoriedad de las fuentes de energía renovables presente en la generación distribuida, la microrred cuenta fuentes de generación gestionables que puedan compensar este problema de la aleatoriedad de las no gestionables tanto con su potencia como en el tiempo de respuesta para cubrir la demanda necesaria.

4.3. Ejemplos de microrredes

En este apartado se muestran ejemplos de microrredes implantadas en distintas partes del mundo:

- **Factory Microgrid**

El proyecto LIFE Factory Microgrid [4] consiste en una microrred industrial en la fábrica de Jofemar en Peralta (Navarra, España) llevado a cabo por la Corporación Jofemar junto con el Centro Nacional de Energías Renovables, CENER, donde aproximadamente el 80% de la electricidad viene de fuentes renovables.

Las principales características de dicha microrred son: un aerogenerador de 120 kW y fotovoltaica en cubierta de 40 kW como fuentes de generación, baterías de flujo Zn-Br con capacidad de hasta 500 kWh, 6 puntos de recarga de vehículos eléctricos V2G y uno de recarga rápida de 50 kW.

- **Microrred de Hachinoche, Japón (NEDO, Mitsubishi)**

La principal característica de este sistema es que únicamente utiliza fuentes de energía renovables. La microrred constaba de 5 sistemas fotovoltaicos, pequeñas turbinas de viento, 510 kW de motores de biogás y 100 kW de baterías de plomo ácido como sistema de almacenamiento. Este sistema está interconectado con la red pública en un solo punto.

- **Microrred en la isla de T'au (Tesla-SolarCity)**

La isla de Samoa Americana ahora funciona con casi el 100% de energía solar con más de 5.300 paneles solares con una capacidad de generación de 1,4 MW y 6 MWh de almacenamiento de las baterías Tesla Powerpacks. La microrred proporciona energía durante todo el día a las 600 personas que residen en la isla de T'au. Las baterías se cargan durante el día, haciendo que dicha energía solar almacenada esté disponible durante la noche.



Figura 14. Microrred en la isla de T'au llevada a cabo por Tesla-SolarCity



Capítulo 5: Selección de Aranda de Duero

5.1. Población y economía de la ciudad

La localidad elegida para el diseño de la Microrred ha sido Aranda de Duero. Es una ciudad ubicada al sur de la provincia de Burgos, a 79 km de la capital, en la comunidad autónoma de Castilla y León (España). Pertenece al Partido judicial de Aranda de Duero.

Las coordenadas de la ciudad son latitud: 41º 39' N, longitud: 3º 42' O, tiene una extensión de 127,28 km² y se encuentra a 798 m sobre el nivel del mar según el Instituto Geográfico Nacional.

Tiene una población de 32.535 habitantes (2017), siendo el tercer municipio no capital de provincia más poblado de Castilla y León.

Con respecto a la red de transportes, la ciudad se encuentra situada entre Madrid y Burgos, discurriendo por el municipio numerosas carreteras nacionales, autovías y autopistas que unen a la ciudad con todas las capitales que la rodean. Destacan la Autovía del Norte (A-1) de Madrid a Irún y la carretera nacional N-122 Soria-Valladolid.

Aranda no posee aeropuerto, siendo los más cercanos el de Burgos, situado a 90 km y el Aeropuerto de Barajas (Madrid) a menos de 150 km.



Figura 15. Mapa de situación de Aranda de Duero

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



Figura 16. Mapa de situación de la zona de Aranda de Duero

Con respecto a la economía, en el sector primario la actividad agraria ha sido la predominante durante siglos tanto en Aranda de Duero como en los municipios de su entorno. Debido a la calidad de los vinos con D.O. Ribera del Duero, multitud de personas viven del cultivo y la elaboración del vino.

En referencia al sector secundario, Aranda cuenta con una larga tradición industrial que se remonta a finales del siglo XIX y principios del XX, centrada en diversos sectores agroalimentarios como harineras y azucareras. Pero la verdadera transformación industrial tiene lugar especialmente en las tres últimas décadas con la implantación del Polígono Industrial Allendeduero. En la actualidad cuenta con 6 de las 87 zonas industriales de Castilla y León, las 4 áreas Industriales de las Zonas Este, Oeste, Norte (Hontanar) y Sur, el Polígono Industrial Allendeduero y el Polígono Industrial Prado Marina, convirtiéndose en el tercer polígono industrial más importante de Castilla y León con 4.872 trabajadores dedicados al sector en 136 empresas. Además, cuenta en sus cercanías con el Polígono Industrial Alto de Milagros en Milagros y el Polígono Industrial de Gumiel de Izán en Gumiel de Izán.

Debido a esto, Aranda de Duero cuenta con uno de los mayores parques de vehículos dedicados al transporte de mercancías de España, con 643 autorizaciones de transporte pesado. El crecimiento de la industria comenzó en la década de los años 1970 con tres

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

grandes empresas manufactureras: Michelin (fábrica de neumáticos), Leche Pascual (productos lácteos) y GlaxoSmithKline (farmacéutica). Tras las diferentes fases del Polígono Industrial Allendeduero, en 2004 se inició la construcción de uno nuevo, el Polígono Industrial Prado Marina.

Durante la última década, la apertura de las nuevas zonas industriales en la ciudad ha provocado la llegada de nuevas fábricas y empresas como: Verdifresh, Tubos Aranda, Cuadros Eléctricos Aranda, Digitex, Todoaceros, Aceros de China y Tecnoaranda, la cual se ha convertido en la mayor fábrica de torres de aerogeneradores de Europa.

En el sector terciario, debido a que es capital de comarca, los centros educativos, hospitalarios y comerciales concentran el grueso de este sector. Durante los últimos años ha habido un fuerte crecimiento turístico gracias al enoturismo, convirtiéndose la Ruta del Vino Ribera del Duero en la tercera más visitada de las rutas del vino de España.

En referencia a la distribución eléctrica, el transporte está a cargo de Red Eléctrica Española (REE) mientras que la distribuidora que opera en el territorio es Iberdrola.

A continuación, se adjunta el mapa del sistema eléctrico de la zona de Aranda de Duero.

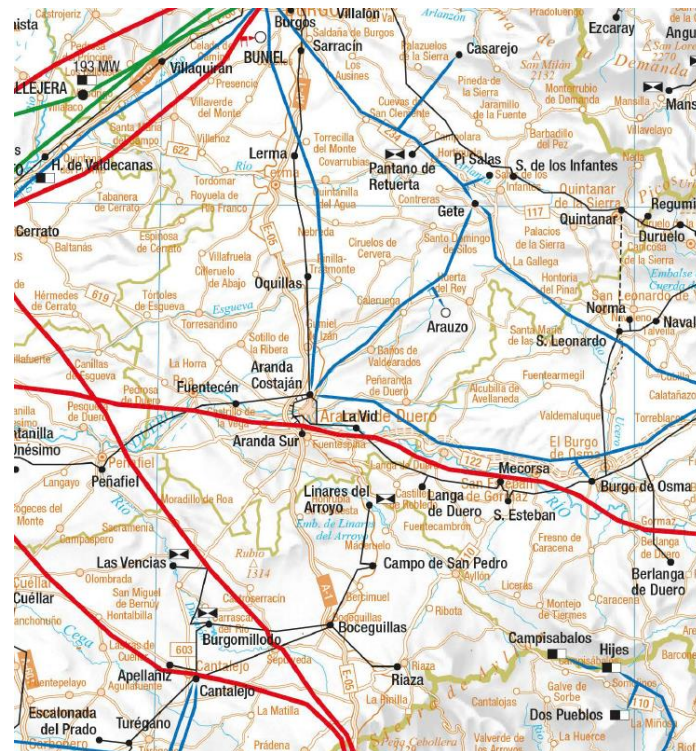


Figura 17. Mapa del sistema eléctrico en la zona de Aranda de Duero [REE]

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

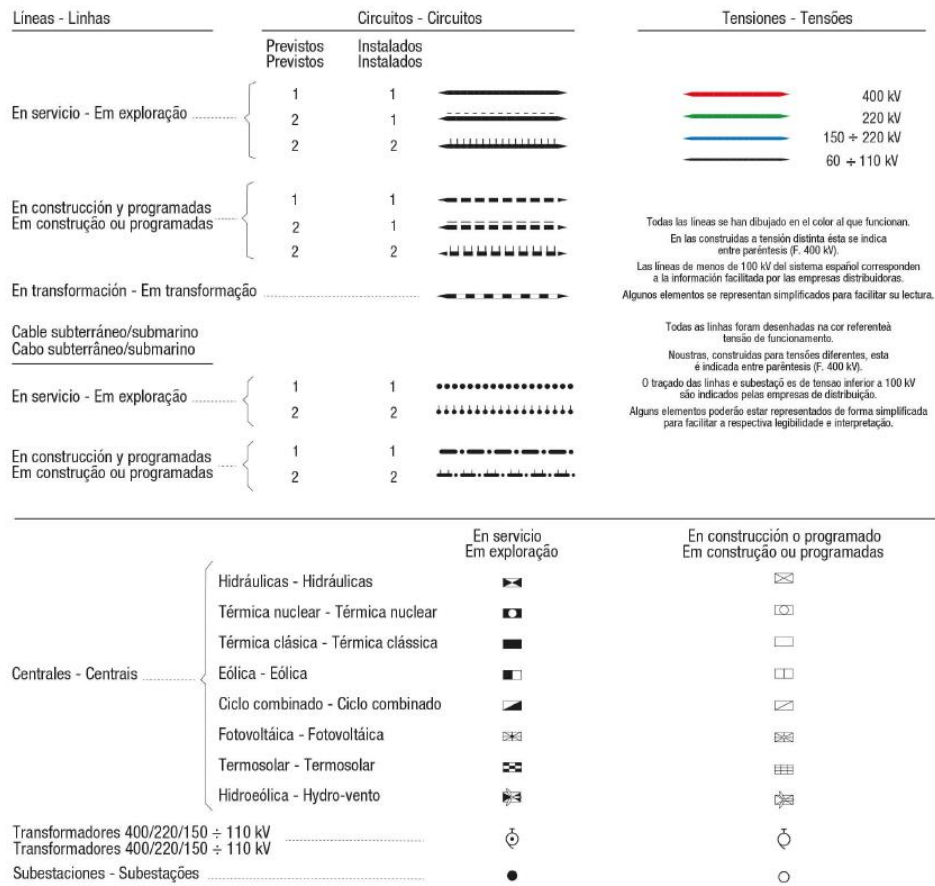


Figura 18. Leyenda del mapa del sistema eléctrico [REE]

La localidad es atravesada por el río Duero, desembocando en el término municipal sus afluentes Arandilla, Bañuelos y el Arroyo de la Nava.

El lecho mayor del río Duero da lugar a un paisaje llano, un valle disimétrico, de modo que la vertiente septentrional es más escarpada. Por tanto, se trata de un paisaje sin grandes desniveles, formado por las areniscas o calizas de los páramos, los suelos arenosos de las campiñas y los limo-arcillosos de las vegas del río principal y de sus afluentes.

Con respecto al clima, el municipio se clasifica como mediterráneo continentalizado, de inviernos fríos con frecuentes heladas, y veranos suaves y secos. La oscilación térmica anual ronda los 20 °C mientras que la diaria supera en ocasiones los 15 °C. Las bajas precipitaciones se reparten de forma irregular a lo largo del año, con escasez de las mismas en verano, concentrándose al final del otoño, en los meses invernales y en primavera. Se trata de un clima de transición entre el mediterráneo y el oceánico.

En la siguiente tabla se recogen los datos históricos climáticos de Aranda de Duero.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|---------------------------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| Temperatura media (°C) | 3.3 | 4.7 | 7.7 | 9.9 | 13.4 | 17.6 | 20.9 | 20.7 | 17.5 | 12.2 | 7.6 | 4.8 |
| Temperatura mín. (°C) | -0.1 | 0.3 | 2.7 | 4.6 | 7.6 | 11.3 | 14 | 14.1 | 11.4 | 7.3 | 3.4 | 1.5 |
| Temperatura máx. (°C) | 6.8 | 9.1 | 12.7 | 15.3 | 19.2 | 24 | 27.9 | 27.4 | 23.7 | 17.1 | 11.8 | 8.1 |
| Temperatura media (°F) | 37.9 | 40.5 | 45.9 | 49.8 | 56.1 | 63.7 | 69.6 | 69.3 | 63.5 | 54.0 | 45.7 | 40.6 |
| Temperatura mín. (°F) | 31.8 | 32.5 | 36.9 | 40.3 | 45.7 | 52.3 | 57.2 | 57.4 | 52.5 | 45.1 | 38.1 | 34.7 |
| Temperatura máx. (°F) | 44.2 | 48.4 | 54.9 | 59.5 | 66.6 | 75.2 | 82.2 | 81.3 | 74.7 | 62.8 | 53.2 | 46.6 |
| Precipitación (mm) | 37 | 36 | 39 | 43 | 53 | 42 | 20 | 18 | 35 | 44 | 50 | 46 |

Tabla 2. Datos históricos climáticos de Aranda de Duero

La temperatura media de Aranda de Duero es de 11,7 °C y la precipitación media aproximada 463 mm. El mes más caluroso con un promedio de 20,9 °C es julio mientras que las temperaturas más bajas se producen en enero, con una media de 3,3 °C. Con respecto a las precipitaciones, el mes más seco es agosto con 18 mm y el más húmedo es mayo con un promedio de 53 mm.

5.2. Fuentes de energía renovable y cogeneración en un entorno de unos 50 kilómetros

Para el posterior diseño de la microrred es necesario estudiar las fuentes de generación renovables de la zona, tanto gestionables como no gestionables.

La energía eólica, solar fotovoltaica y minihidráulica son no gestionables debido a que dependen de factores climatológicos que no se pueden controlar.

Para garantizar el continuo suministro eléctrico de la microrred y eliminar el riesgo que supone la dependencia energética de factores climatológicos, la microrred dispondrá de un sistema de reserva gestionable que se explicará en capítulos posteriores.

A continuación se muestra el perfil típico de generación de las distintas tecnologías renovables y de cogeneración. En él se aprecia que al presentar cada tecnología un perfil horario distinto, la correcta combinación de diversas tecnologías junto con una fuente de generación gestionable permite proporcionar una correcta cobertura de la demanda eléctrica en todo momento.

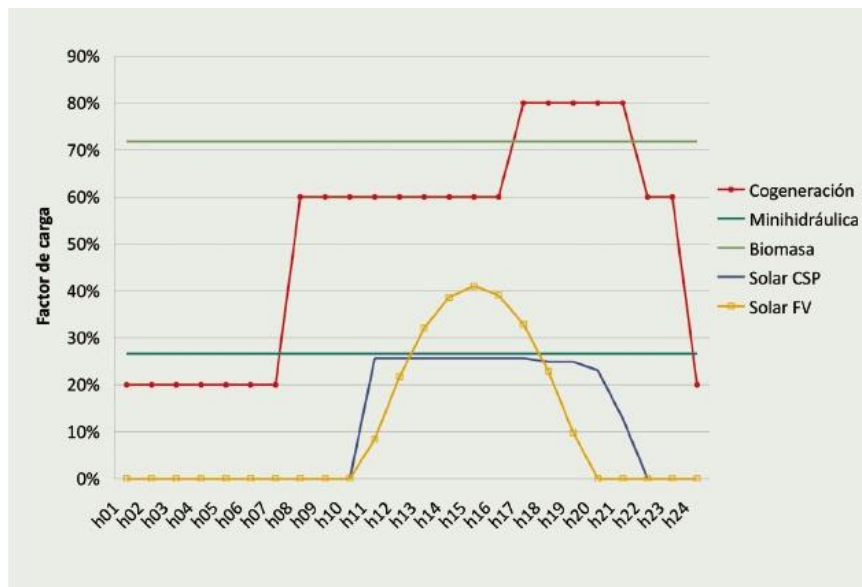


Figura 19. Perfil típico de generación de las distintas tecnologías renovables y cogeneración

Las fuentes de generación renovables disponibles en el entorno de Aranda de Duero que se explicarán a continuación son: energía eólica, solar fotovoltaica, hidráulica de pequeña potencia y cogeneración.

5.2.1. Energía eólica

En el 2017, la energía eólica en España presentaba 23 GW de potencia instalada en el parque generador, habiendo producido más de 47 TWh. Esto supone el 19,2% de la electricidad consumida a nivel nacional en el año situándose como la segunda tecnología generadora en el sistema energético español

Castilla y León es la comunidad autónoma con más potencia eólica instalada, casi un 25% del total nacional. Además, es la mayor productora de energía eólica de España con cerca de 11.000 GWh anuales.

En la Figura 20 que se muestra a continuación, se observa la potencia eólica instalada por comunidades autónomas.

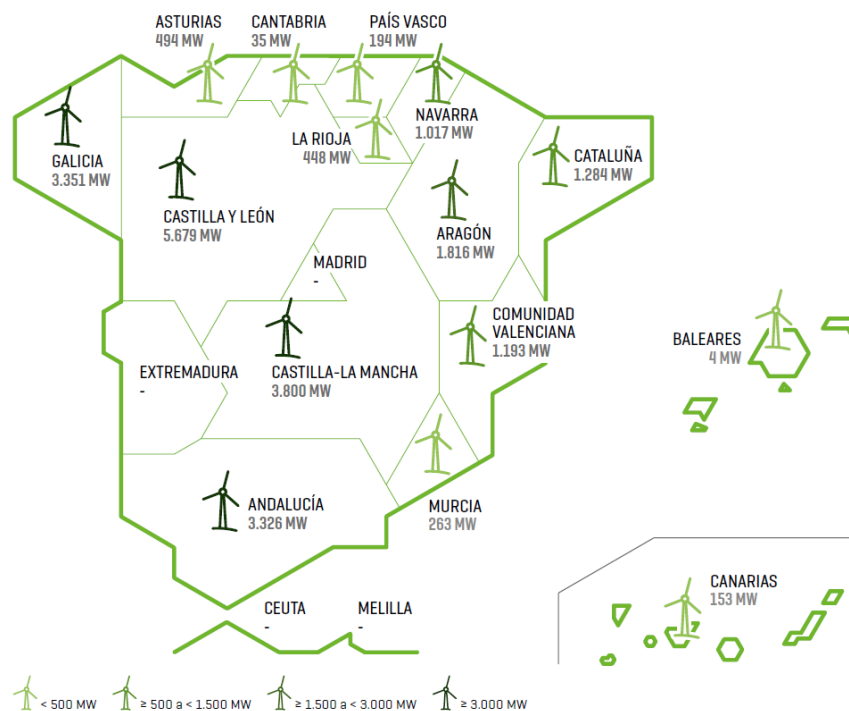


Figura 20. Potencia eólica instalada por comunidad autónoma [CNMC]

A partir del mapa eólico de Castilla y León proporcionado por la Asociación Empresarial Eólica [AEE], junto con los datos de la estadística energética de Castilla y León, se ha elaborado la siguiente tabla en la que se indican aquellos parques eólicos situados en el entorno de Aranda de Duero:

| Parque eólico | Termino municipal | Potencia instalada (MW) | Nº de aerogeneradores | Potencia unitaria (kW) |
|--------------------------------------|--|-------------------------|-----------------------|------------------------|
| Piedras del Alto | Aldeanueva de la Serrezuela, Navares de En medio, Navares de las Cuevas y Pradales | 34 | 40 | 850 |
| Grado | Ayllón y Montejo de Tiermes | 27,2 | 32 | 850 |
| Potencia total instalada (MW) | | 61,2 | | |

Tabla 3. Parques eólicos en un radio de 50 km alrededor de Aranda de Duero [elaboración propia a partir de datos AEE]

En la figura que se muestra a continuación se indica la localización de ambos parques eólicos:

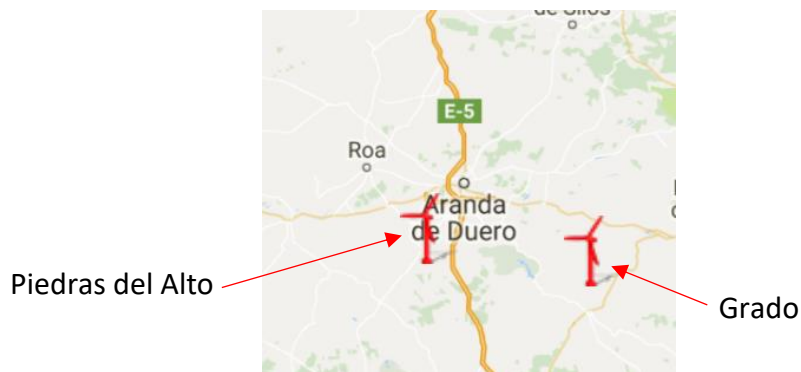


Figura 21. Mapa eólico en un radio de 50 km de Aranda de Duero

En comparación con el resto de tecnologías que se muestran a continuación, la potencia eólica instalada es mucho mayor, por lo que cubrirá un gran porcentaje de la demanda cuando esté disponible.

Sin embargo, debido a que esta energía depende del viento, afectando tanto la escasez como la excesiva velocidad de éste, es necesario contar con un respaldo energético de otro tipo de tecnologías y un sistema de reserva que sea capaz de suplir rápidamente estas variaciones.

Adicionalmente se debe destacar que la producción eólica es completamente aleatoria y de difícil planificación, por lo que no se puede contar con un patrón eólico para el análisis energético de la microrred.

5.2.2. Energía solar fotovoltaica

De la misma forma que ha ocurrido con la energía eólica, la potencia solar se ha estabilizado en los últimos tres años después de un periodo de crecimiento continuo.

Es relevante el estudio de esta energía en Aranda de Duero dado que Castilla y León es la cuarta Comunidad Autónoma con mayor producción de energía solar fotovoltaica a nivel nacional. La siguiente gráfica muestra la participación de la generación solar fotovoltaica por comunidades sobre el total nacional en 2016.

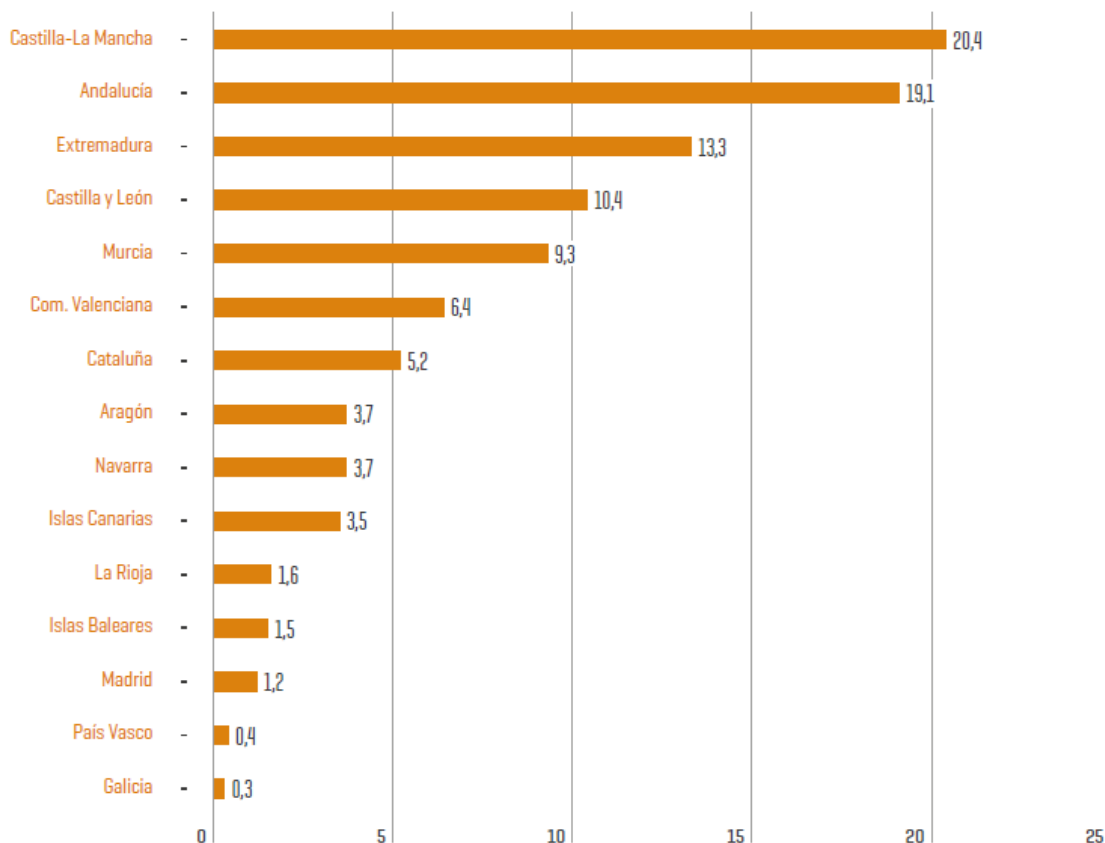


Figura 22. Participación de la generación solar fotovoltaica por Comunidad Autónoma sobre el total nacional en 2016 [REE]

En la tabla que se adjunta a continuación se presentan las centrales que se encuentran en la zona de estudio, obteniéndose un total de 98 centrales con una potencia total instalada de 5.224,34 kW.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| Término Municipal | Número de Centrales | Potencia Nominal Total (kW) |
|----------------------------|-----------------------|-----------------------------|
| ADRADA DE HAZA | 1 | 100,00 |
| ARANDA DE DUERO | 32 | 1.520,10 |
| BAHABON DE ESGUEVA | 1 | 96,00 |
| BAÑOS DE VALDEARADOS | 1 | 80,00 |
| BERLANGAS DE ROA | 1 | 5,50 |
| BRAZACORTA | 1 | 5,00 |
| CALERUEGA | 1 | 50,00 |
| CAMPILLO DE ARANDA | 3 | 300,00 |
| CEBRECOS | 1 | 10,00 |
| CILLERUELO DE ABAJO | 1 | 80,00 |
| CONTRERAS | 2 | 200,00 |
| ESPINOSA DE CERVERA | 1 | 32,00 |
| FRESNILLO DE LAS DUEÑAS | 2 | 47,00 |
| FUENTELCESPED | 2 | 194,4 |
| FUENTELISENDO | 5 | 85,00 |
| FUENTESPINA | 2 | 200,00 |
| GUMIEL DE HIZÁN | 3 | 89,90 |
| LA HORRA | 1 | 10,00 |
| LA VID | 1 | 100,00 |
| LERMA | 2 | 200,00 |
| MORADILLO DE ROA | 1 | 50,00 |
| PEDROSA DE DUERO | 1 | 30,00 |
| QUEMADA | 1 | 90,00 |
| ROA | 1 | 40,00 |
| SANTA MARIA DEL MERCADILLO | 4 | 391,60 |
| TORTOLES DE ESGUEVA | 2 | 200,00 |
| TRESPADERNE | 1 | 60,00 |
| TUBILLA DEL LAGO | 2 | 101,00 |
| VILLALBA DE DUERO | 7 | 354,84 |
| VILLALBILLA DE GUMIEL | 1 | 50,00 |
| VILLALMANZO | 3 | 42,00 |
| VILLAVETA | 5 | 100,00 |
| VILORIA DE RIOJA | 1 | 25,00 |
| VILVIESTRE DEL PINAR | 4 | 285,00 |
| | Potencia Total | 5.224,34 |

Tabla 4. Centrales solares fotovoltaicas en un radio de 50 km alrededor de Aranda de Duero [Elaboración propia]

A partir del factor de carga y del perfil típico de generación mostrados en la Figura 19, se presenta a continuación el perfil de generación solar diario.

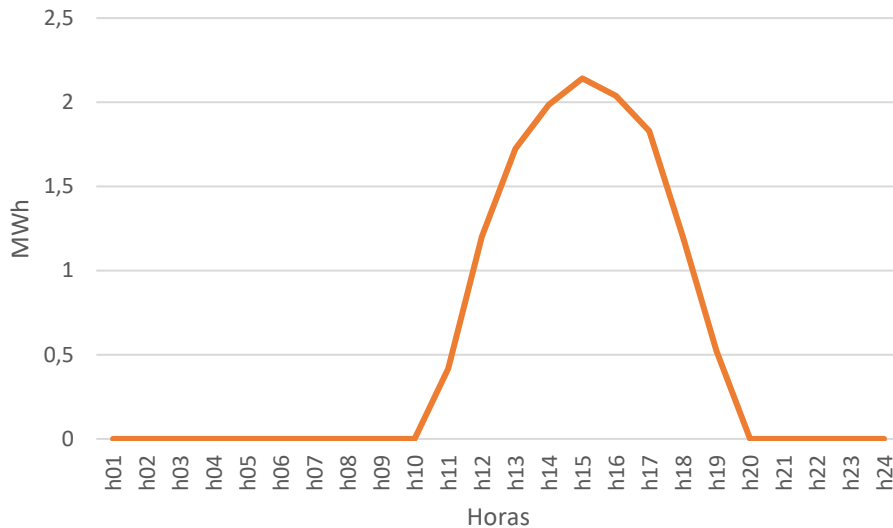


Figura 23. Perfil horario de producción de energía solar fotovoltaica [Elaboración propia]

A partir de esta gráfica se observa que, como es de esperar, la producción solar aumenta cuando lo hace la irradiación solar, alcanzándose el máximo en torno a las 15 h y siendo nula durante la noche.

5.2.3. Centrales hidráulicas

La energía hidráulica ha sido tradicionalmente la principal fuente renovable en España hasta que en el año 2009 fue superada por la eólica.

Una de las principales ventajas de esta tecnología frente al resto de renovables es su gestionabilidad. Esto se muestra en la curva media diaria de participación de la hidráulica sobre la generación total donde se aprecia cómo la mayor aportación de esta tecnología coincide con los picos de demanda de la mañana y de la tarde-noche.

En la zona de estudio únicamente se dispone de centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada es inferior a 10 MW. El listado de dichas centrales se recoge a continuación:



| Nombre de la Instalación | Municipio de la Instalación | Potencia Instalada (kW) |
|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| ARANDA II | Aranda de Duero | 630 |
| VIRGEN DE LAS VIÑAS | Aranda de Duero | 1832 |
| SALTO DE VADOCONDES | Vadocondes | 1070 |
| EL SOTO | Lerma | 75 |
| SAN MARTIN II | San Martín de Rubiales | 986 |
| PUENTEDURA | Puentedura | 399 |
| PUENTEDURA | Puentedura | 222 |
| MOLINO QUINTANILLA DEL AGUA | Quintanilla del Agua y Tordueles | 568 |
| GUMA | La Vid y Barrios | 2343 |
| EL VERGUERAL | La Cueva de Roa | 580 |
| LA RECORBA | Villalba de Duero | 540 |
| | Potencia Total | 9.245 |

Tabla 5. Centrales hidroeléctricas en el entorno de Aranda de Duero [Elaboración propia]

Una vez analizada la potencia instalada se estudia la energía producida por este tipo de tecnología. Debido a que la energía minihidráulica aprovecha el cauce del río para la generación de electricidad, se garantiza que la producción es continua, siendo posible el suministro de forma ininterrumpida.

En la Figura 19 se observa que el factor de carga de este tipo de centrales es inferior al 30%, con lo que, a partir de la potencia instalada, se obtiene una producción horaria de 2,5 MWh como se indica en la Figura 24.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

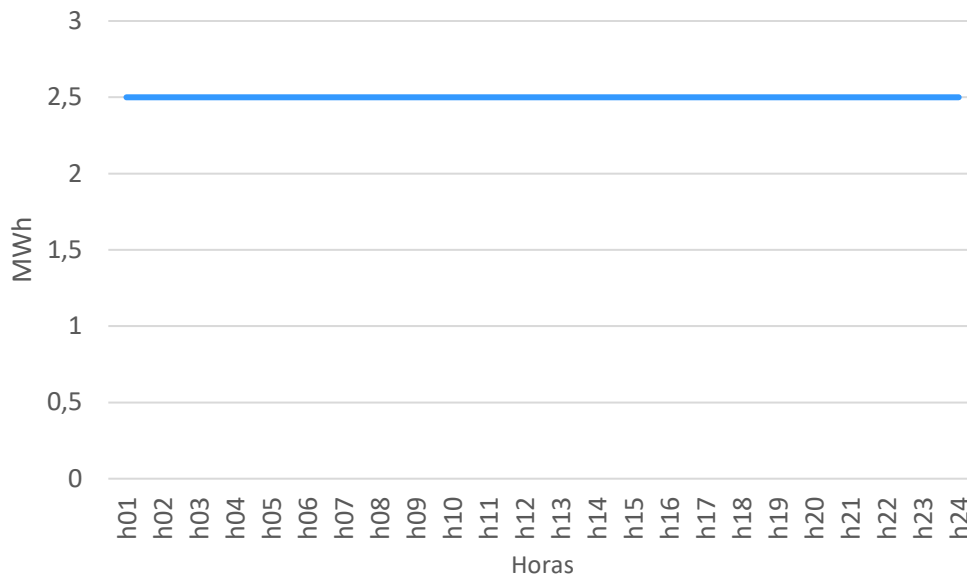


Figura 24. Perfil horario de producción de energía minihidráulica [Elaboración propia]

Las centrales existentes son de tipo fluyente y están localizadas en zonas de cauces constantes para que se garantice un régimen de producción eléctrica continuo. La solución más usada es llevar el agua por un canal de poca pendiente hasta la cámara de carga, desde dónde una tubería forzada la conduce a presión para ser turbinada. A la salida de las turbinas el agua se restituye al cauce mediante un canal de descarga.

5.2.4. Centrales de cogeneración

La cogeneración es una fuente de generación clave en la microrred debido a que produce la electricidad en el punto de consumo o en su entorno cercano, por lo que se eliminan las pérdidas en la red eléctrica.

Además, la producción eléctrica de la cogeneración es predecible y cuenta con una disponibilidad casi total dado que no depende de agentes externos como el viento o la radiación solar.

A continuación, se muestra el listado de las centrales de cogeneración existentes en la zona de estudio:



| Nombre de la central | Provincia | Capacidad Instalada (MW) |
|---------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Michelín Aranda | Burgos | 31,55 |
| Granja de Milagros | Burgos | 7,4 |
| Leche Pascual | Burgos | 9,72 |
| Cogeneración Tomás Martín | Burgos | 0,999 |
| | Potencia total | 49,66 |

Tabla 6. Centrales de cogeneración en el entorno de Aranda de Duero [Elaboración propia]

Ante la imposibilidad de obtener los datos aportación eléctrica de cada una de estas centrales a la red, no se incluirá esta tecnología en el diseño de la microrred.

5.2.5. Resumen de tecnologías

A partir de todas las tecnologías explicadas anteriormente, se recoge en la siguiente tabla el número de centrales de cada tipo de tecnología que se incluirán en la microrred, así como la capacidad total instalada:

| Tipo de tecnología | Número de centrales | Capacidad instalada (MW) |
|--------------------------------------|---------------------|--------------------------|
| Eólica | 2 | 61,2 |
| Solar fotovoltaica | 98 | 5,224 |
| Minihidráulica | 11 | 9,245 |
| Potencia Total Instalada (MW) | | 75,669 |

Tabla 7. Resumen de tecnologías en el entorno de Aranda de Duero [Elaboración propia]

De la Tabla 7 se deduce que la potencia eólica tiene la mayor capacidad de generación instalada, dependiendo la energía entregada a la microrred de la gran aleatoriedad del viento.

La energía solar y minihidráulica cuentan con una potencia instalada menor, si bien la producción de electricidad es más constante, especialmente en la tecnología minihidráulica que suministra electricidad de forma permanente.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

En capítulos posteriores se estudiarán distintos escenarios y combinaciones de estas tecnologías, para que, junto con el sistema de almacenamiento de energía de la microrred, se garantice la correcta satisfacción de la demanda en todo momento.



5.3. Demanda eléctrica en la zona

La compañía distribuidora de Aranda de Duero es Iberdrola. Ante la imposibilidad de obtener los datos de demanda eléctrica en la zona se utilizarán los de Cuenca ya que, a pesar de que Aranda de Duero tenga menos habitantes que Cuenca, es una zona fuertemente industrializada, siendo ambas demandas comparables.

Se debe diseñar la potencia de la microrred para ser capaz de satisfacer la demanda máxima. Además, este consumo máximo se deberá poder abastecer únicamente con las fuentes de energía gestionables ya que podría darse el caso de que en este pico de demanda las tecnologías no gestionables no pudieran proporcionar nada de energía.

En la tabla que se muestra a continuación se recogen los datos de demanda máxima y mínima de la ciudad de Cuenca en 2012.

| | <i>MWh</i> | <i>Día</i> | <i>Mes</i> | <i>Hora</i> |
|-------------------|------------|------------|------------|-------------|
| <i>Máximo</i> | 41,960 | 13 | Febrero | 12:00 |
| <i>Mínimo</i> | 10,676 | 27 | Mayo | 8:00 |
| <i>Diferencia</i> | 31,284 | - | - | - |

Tabla 8. Puntos notables de la demanda de Cuenca en el año 2012

En la Tabla 8 se observa que la demanda máxima que se debe abastecer es de 41,96 MWh, por lo que es necesario instalar 50 MW de potencia gestionable para poder satisfacerla.

5.4. Sistemas de tratamiento de residuos actuales y su economía

En este apartado se describirá el tratamiento actual de los residuos en Aranda de Duero. Posteriormente en el Capítulo 7, se hará un análisis detallado de cada tipo de residuo orgánico y de la cantidad producida anualmente para el dimensionamiento de la planta de gasificación por plasma.

El Ayuntamiento de Aranda de Duero es el encargado de recoger y gestionar los de residuos sólidos urbanos. Éstos son depositados en el contenedor amarillo, el de papel-cartón, el de vidrio y el de resto. Se analizará la gestión de los residuos orgánicos dado que son el ámbito de este proyecto.

En primer lugar, respecto a los residuos vertidos al contenedor de *Papel-Cartón*, éstos son recogidos y almacenados por dos gestores autorizados. A continuación, la empresa *Europac Recicla S.a.* se encarga de la recogida de estos residuos y de su clasificación por calidades. Una vez clasificados hacen balas con ellos y son enviados a la fábrica de *Europac* situada en Dueñas (Palencia) donde finalmente se producen papeles reciclados blancos y marrones.



Ilustración 1. Balas de entrada fábrica Europac

El contenedor gris, también denominado ‘resto’, está destinado a aquellos residuos que no se pueden depositar en ningún otro contenedor de reciclaje y que, en consecuencia, no se pueden aprovechar del mismo modo que materiales como el vidrio, el plástico, el cartón o el papel. Debido a que la mayor parte no hace un uso adecuado de este contenedor, se incluyen entre estos residuos aquellos orgánicos y materiales reciclables, por lo que es necesario que los organismos de gestión de residuos los revisen para que se puedan aprovechar aquellos que se pueden reciclar y se procese el resto.

Todos los residuos depositados en este contenedor en Aranda de Duero son trasladados directamente a la *Planta de Clasificación y Compostaje de Aranda de Duero*, en la que se tratan todos los residuos de los municipios y comunidades que van desde Lerma hacia el sur de la provincia de Burgos como se muestra en la siguiente figura:

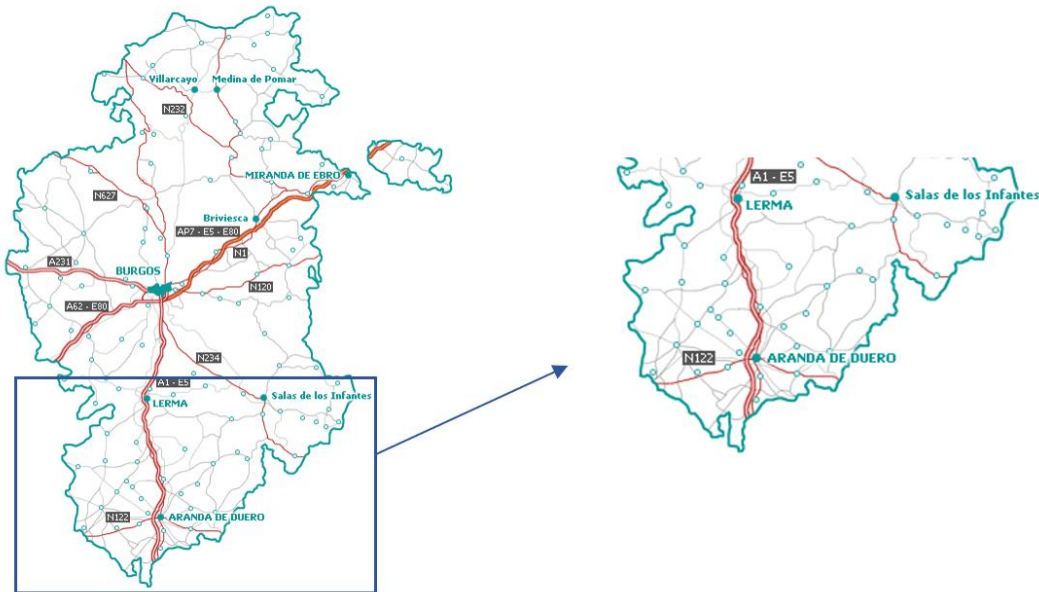


Figura 25. Área cuyos residuos sólidos urbanos son tratados en la Planta de tratamiento, clasificación y compostaje de Aranda de Duero

En esta planta se hace una clasificación de residuos en la que todos los envases que se puedan reciclar son reciclados y la fracción orgánica se utiliza para hacer compost. Todos los residuos que no se pueden reciclar son llevados al *Vertedero de Abajas*, donde se someten a un proceso de trituración y compactación y son tapados con tierra finalmente. Cabe destacar que esta planta de clasificación no tiene ningún sistema de tratamiento del metano.

Con respecto a los residuos de poda que gestiona el Ayuntamiento de Aranda de Duero, la cifra es significativamente pequeña, ascendiendo a 205.120 kg/año.

En relación a los residuos vitivinícolas, es importante mencionar que el río Duero da nombre a La Denominación de Origen Ribera del Duero, que comprende un total de 102 municipios repartidos en las provincias castellanoleonesas de Burgos, Valladolid, Soria y Segovia. Dado que Aranda de Duero es la mayor de las poblaciones de la Ribera del Duero en la provincia de Burgos, resulta importante estudiar la gestión de residuos derivada de este sector.

Actualmente, las bodegas que comprenden la mayor parte del área de Aranda de Duero gestionan los residuos producidos de una forma muy similar. Por una parte, los raspones que se generan en las vendimias, así como la parte leñosa del racimo se utilizan como abono, ya que aportan materia orgánica al suelo. Otra alternativa similar que se lleva a cabo es hacer compost biodinámico con estos desechos. Con los restos de la poda hay dos alternativas: se pueden picar e integrar como abono al suelo o bien se pueden quemar. Esta última práctica se usa sobre todo en zonas donde hay enfermedades de



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

madera producidas por hongos que se podrían extender si esta madera se vuelve a incorporar al suelo. Por tanto, en la mayoría de las zonas, estos residuos de la poda de pican y se incorporan de nuevo al suelo.





Capítulo 6: Eliminación de residuos orgánicos por plasma

El objetivo final de este capítulo es determinar la cantidad de residuos orgánicos producidos en Aranda de Duero con el fin de poder dimensionar la planta de gasificación por plasma para la correcta eliminación y transformación final de éstos en hidrógeno. Se comienza por un análisis del consumo energético actual y la tendencia energética futura con el fin de determinar el lugar que ocupa la biomasa como fuente de energía primaria. Seguidamente se analizan y cuantifican la cantidad de residuos biomásicos presentes en Aranda de Duero

6.1. Contexto energético

Con el paso del tiempo, el uso de la energía se va incrementando. En un pasado cercano, la principal fuente energética era el carbón, actualmente el petróleo y el gas natural marcan tendencias y las energías renovables cada vez están teniendo una mayor influencia, siendo el modelo energético del futuro.

Este futuro centrado en las energías alternativas depende en gran medida de la disposición de energía de calidad, estable, económicamente razonable y de un consumo sostenible.

En este apartado se analiza la situación energética actual, el consumo de energía primaria y se establecen las previsiones futuras.

Las previsiones actuales indican que el consumo energético mundial aumentará anualmente un 1,2% hasta aproximarse a 15,4 millones de tep en 2030, lo que supone aumentar el consumo un 30% aproximadamente con respecto al actual.

En las gráficas que se incluyen a continuación se muestra la energía primaria y final, y la evolución hasta 2030 a nivel mundial y europeo:

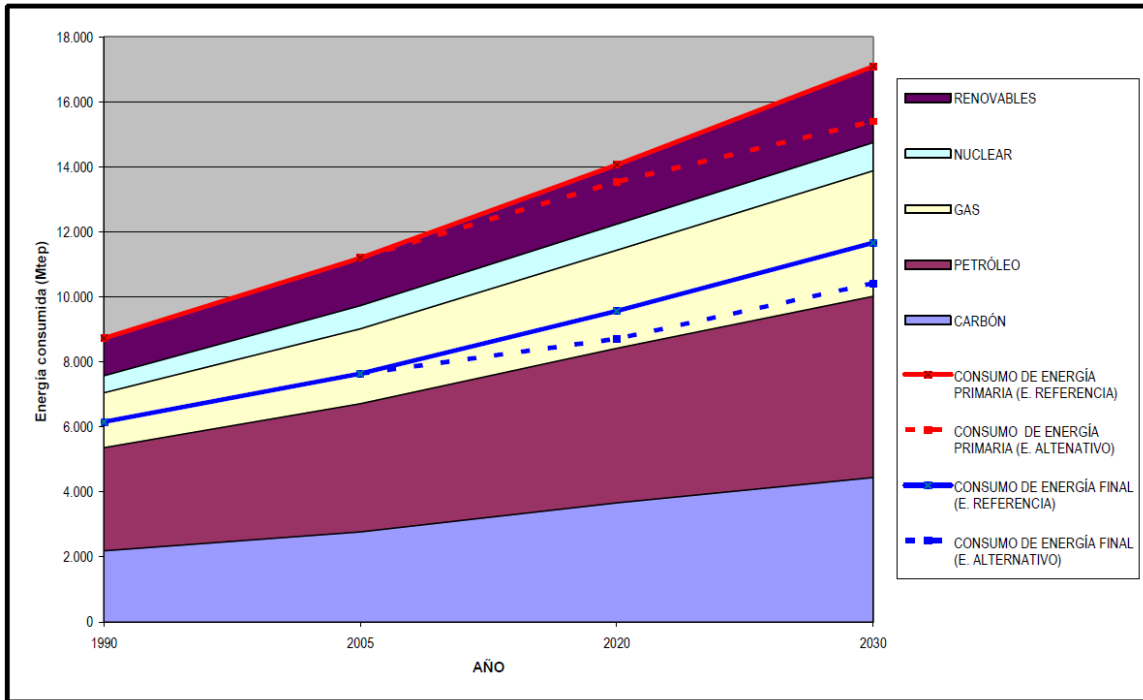


Figura 26. Evolución pasada y escenarios de futuro del consumo de energía primaria y final a nivel mundial [5]

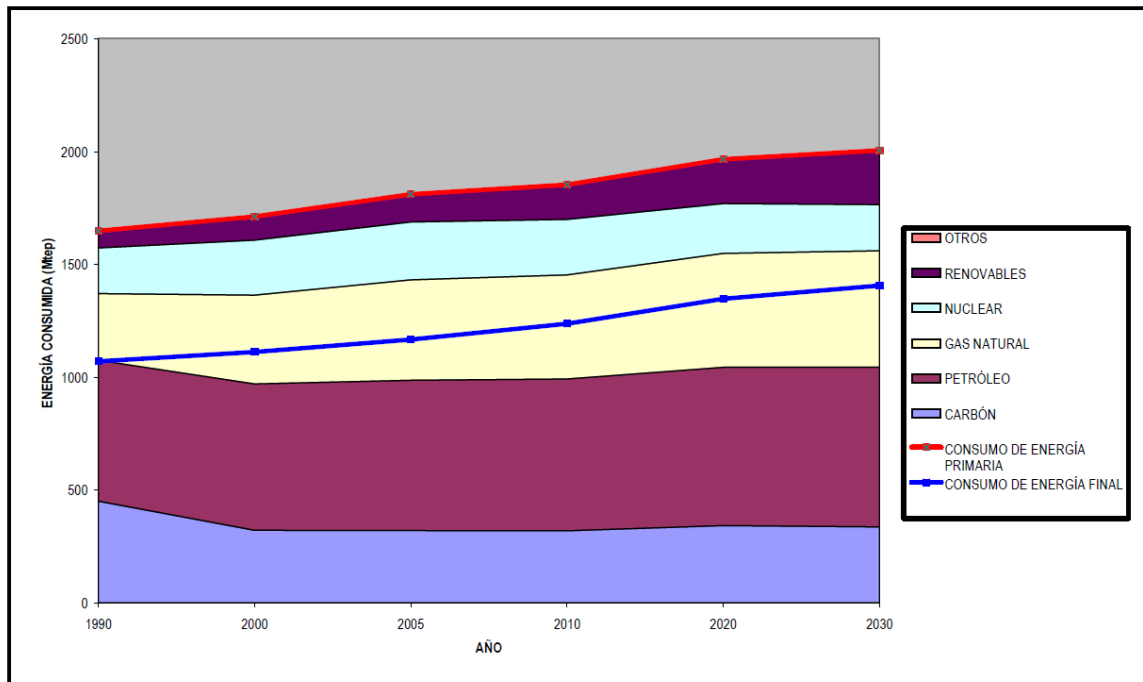


Figura 27. Evolución pasada y escenarios de futuro del consumo de energía primaria y final a nivel europeo [5]



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

A partir de ambas gráficas se aprecia que, a pesar de mantenerse el consumo de combustibles fósiles, el consumo de energías renovables está aumentando con el paso del tiempo.

Una vez estudiada la tendencia energética actual, dado que en este proyecto se dimensionará una planta de gasificación por plasma y ésta se alimentará con residuos biomásicos, se centra el análisis en este tipo de residuos.

La bioenergía está siendo actualmente objeto de debate en numerosos foros internacionales, planteándose como una forma de diversificación energética y reducción de gases de efecto invernadero, estando su análisis relacionado con aspectos como el desarrollo económico, la seguridad alimentaria, el desarrollo tecnológico e industrial, etc.

La bioenergía puede dividirse en dos sectores:

- El primero consiste en usos de eficiencia reducida como la cocina y la calefacción en países poco desarrollados. Esto implica una gran parte de su mix energético que, en ocasiones llega incluso al 90%.
- El segundo consiste en usos más eficientes y automatizados en forma de calor, electricidad o transporte en países desarrollados. Esto supone una parte minoritaria de su mix energético, en torno al 10%.

A continuación, se muestra la previsión del consumo energético de las energías renovables para 2050, considerándose un valor orientativo del potencial de la biomasa en torno a 14.000 Mtep para dicho año. Su distribución se muestra en el siguiente gráfico:

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

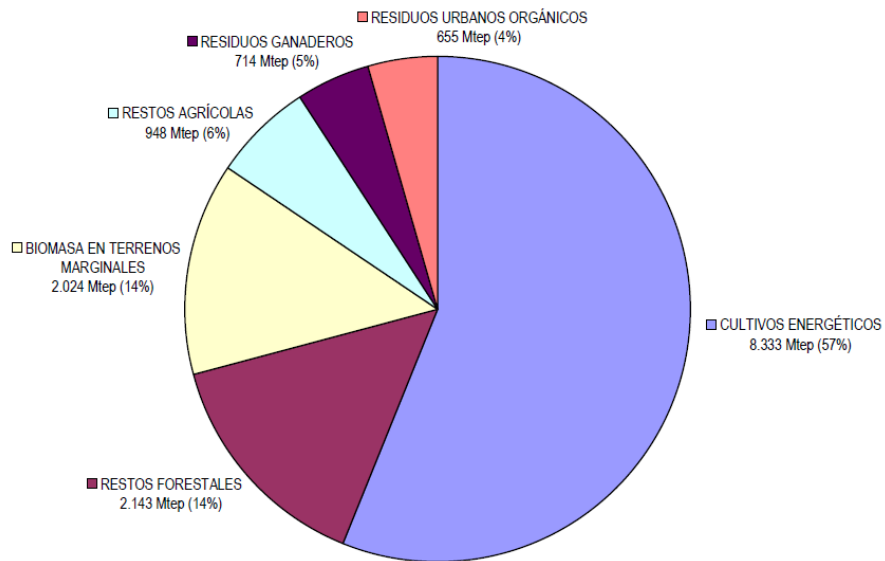


Figura 28. Previsión media para potencial mundial de biomasa por tipos de recurso en 2050 [5]

La comunidad internacional otorga buenas perspectivas de crecimiento para la bioenergía, indicando los pronósticos que seguirá siendo la principal energía renovable durante los próximos años.

Se muestra también el consumo de energía primaria tanto de España como de Castilla y León, comunidad autónoma donde se encuentra situado Aranda de Duero.

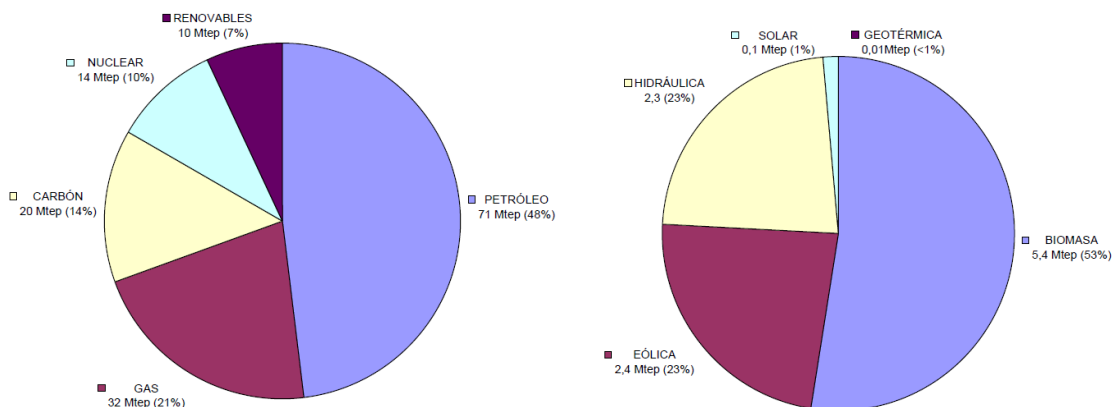


Figura 29. Distribución del consumo de energía primaria en España para 2007 y detalle de energías renovables [5]

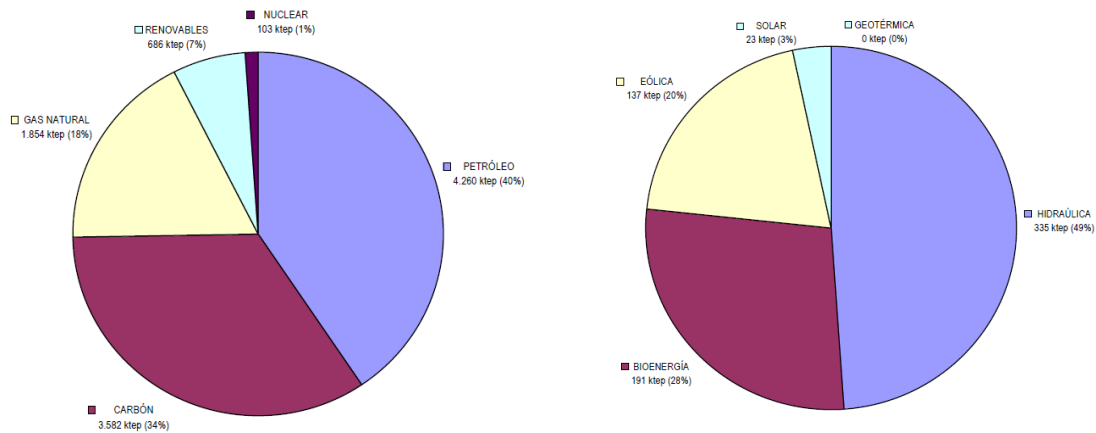


Figura 30. Distribución del consumo de energía primaria en Castilla y León para 2007 y detalle de energías renovables [5]

A partir de la Figura 29 y Figura 30 se observa que la situación de Castilla y León es parecida a la de España, siendo interesante destacar las siguientes similitudes y diferencias.

Ambos territorios dependen de combustibles fósiles, pero mientras en España la situación es general para todos los usos finales, en Castilla y León se importa petróleo principalmente para transporte, y gas para calor tanto doméstico como industrial.

Este uso de combustibles fósiles está enfocado en el ámbito térmico y de transporte, no en el eléctrico.

Con respecto a la evolución, y de manera análoga a la tendencia de la Unión Europea, Castilla y León ha aumentado el consumo energético total y ha incrementado proporcionalmente más la aportación de las energías renovables donde destacan la hidráulica, la bioenergía y la eólica.

Finalmente, la previsión de la evolución futura indica el aumento de la aportación de las energías renovables, así como el moderado incremento del consumo total.



6.2. Residuos aprovechables en Aranda de Duero

Como se explicará detalladamente en el *Capítulo 8. Instalación de Plasma para la eliminación de residuos*, en la planta de gasificación por plasma la materia orgánica introducida se transforma definitivamente en hidrógeno, mientras que la inorgánica se transforma en materia inerte vitrificada. Debido a que el único producto de interés es el hidrógeno, que constituirá el sistema de reserva de la microrred, interesa maximizar la cantidad de materia orgánica introducida.

Tras realizar una intensa búsqueda, se ha concluido que los residuos orgánicos aprovechables en Aranda de Duero para ser introducidos en la planta de gasificación por plasma son:

- Fracción orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU)
- Residuos forestales
- Residuos de la Industria Vitivinícola.

Seguidamente se describirán cada uno de estos residuos disponibles en Aranda de Duero, determinándose la cantidad de cada uno de ellos con el objetivo final de dimensionar la planta de gasificación por plasma.

6.2.1. Fracción orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU)

El Ayuntamiento de Aranda de Duero es el encargado de controlar la cantidad de residuos sólidos urbanos generados anualmente. En la Tabla 9. Residuos sólidos urbanos de Aranda de Duero en 2016 [Elaboración propia]

que se adjunta a continuación se muestra la producción registrada en año 2016.

| Año | Contenedor amarillo (kg) | Papel-Cartón (kg) | Vidrio (kg) | Resto (kg) |
|------------|---------------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------|
| 2016 | 644.640 | 780.590 | 675.330 | 11.457.030 |

Tabla 9. Residuos sólidos urbanos de Aranda de Duero en 2016 [Elaboración propia]

Debido a que la mayor parte de la población no hace un correcto uso del contenedor gris (columna 'Resto' en la Tabla 9), la fracción orgánica es depositada en éste junto con otros materiales que deben ser reciclados.



En la tabla que se muestra a continuación, se indica la composición de la fracción 'Resto'.

| Componentes de los residuos urbanos | Porcentaje |
|--|-------------------|
| Materia Orgánica | 48 % |
| Papel – Cartón | 19 % |
| Plástico | 8 % |
| Vidrio | 8 % |
| Metales | 4 % |
| Maderas, gomas | 6 % |
| Textiles, cueros | 2 % |
| Inertes | 1 % |
| Varios | 4 % |
| TOTAL | 100 % |

Tabla 10. Porcentajes aproximados de RSU que llegan a la Planta de Clasificación y Compostaje de Aranda de Duero

Por tanto, se determina que la materia orgánica fresca corresponde al 48% del total. A partir de este dato, se calcula la cantidad anual de esta materia que se introducirá en la planta de gasificación por plasma como:

$$\text{Fracción orgánica de RSU} = 0,48 \cdot 11.457.030 \frac{\text{kg}}{\text{año}} = 5.499,37 \text{ t/año}$$

6.2.2. Residuos forestales

Para el análisis de los residuos forestales, se incluyen aquellos que se encuentran en las proximidades de Aranda de Duero. Por ello, el estudio se centra en aquellos que pertenecen al partido Judicial de Aranda de Duero, territorio que se muestra en azul en la Figura 31.

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

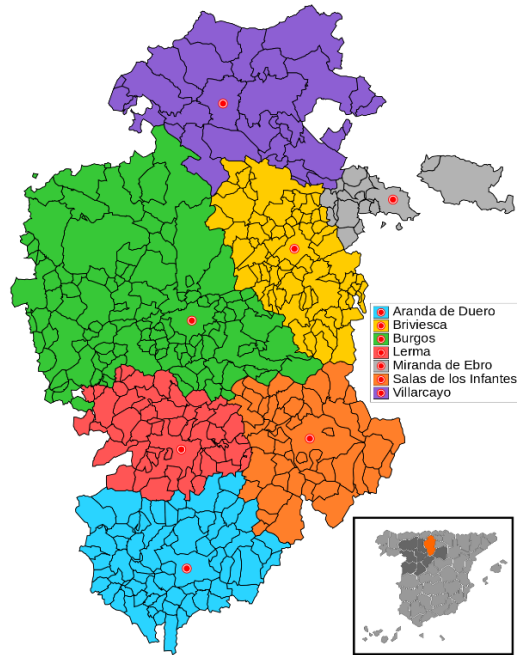


Figura 31. Partidos Judiciales de la provincia de Burgos

Se estudiará la utilización de los residuos procedentes de los montes de Utilidad Pública, detallándose la localización de los más próximos a Aranda de Duero en la Figura 32.

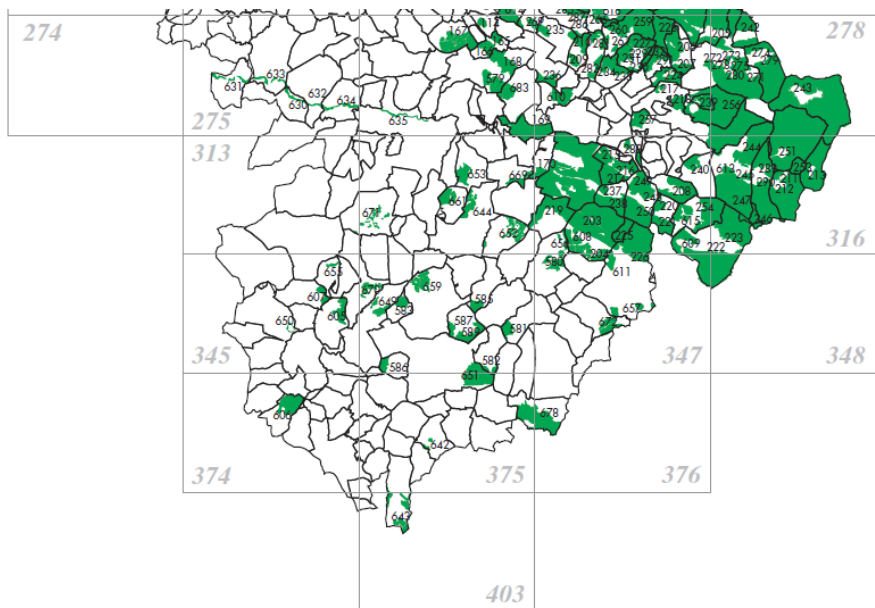


Figura 32. Detalle de la localización de los Términos Municipales/Montes de la Provincia de Burgos



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Más concretamente, el estudio de residuos forestales se centrará en todos los Montes de Utilidad Pública pertenecientes al Partido Judicial de Aranda de Duero, recogidos en la siguiente tabla.

| Nombre | Superficie (Ha) |
|---------------------------------------|------------------------|
| Monte Alto | 237,98 |
| El Carrascal | 255,62 |
| La Calabaza | 135,30 |
| El Olmedo | 208,10 |
| El Pinar | 257,65 |
| El Carrascal II | 237,12 |
| El Pinar II | 482,00 |
| El Monte | 424,33 |
| Abellón | 814,36 |
| Carregumiel | 238,24 |
| Llano de la Verdad y Las Bodegas | 33,79 |
| Rituerta y los Picachos | 408,78 |
| Valdeherreros y El Viso | 222 |
| Cuesta de San Miguel". | 40 |
| La Calabaza II | 1181,40 |
| Baldíos de Santa María del Mercadillo | 245 |
| Baldíos de Nebreda | 206 |
| Laderas de Vega Suso | 45 |
| Baldíos de Caleruega | 152,31 |
| Los Barrancos y Otros | 250 |
| Baldíos de Gumiel de Izán | 300 |
| La Farfalla y Baldíos | 250 |
| Baldíos de Cilleruelo | 100 |
| La Dehesa | 406,4 |

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| | |
|---------------|---------------|
| La Vid y Guma | 1243,02 |
| Total | 8374,4 |

Tabla 11. Montes de Utilidad Pública de Aranda de Duero [Elaboración propia]

Teniendo en cuenta que sólo se puede extraer el 30% del crecimiento de los recursos forestales, las toneladas de residuos obtenidas son:

$$\text{Residuos forestales} = 8374,4 \text{ Ha} \cdot 0,3 = 2512,32 \text{ t/año}$$

6.2.3. Residuos de la industria vitivinícola

Aranda de Duero es la mayor población de la Ribera del Duero en la provincia de Burgos por lo que resulta esencial el estudio de los residuos vitivinícolas de la zona.



Figura 33. Municipios que componen la Denominación de Origen Ribera del Duero

Para el estudio de los residuos a introducir en la planta de gasificación por plasma, se incluirán por todos aquellos generados en la poda de los viñedos, multiplicados por un coeficiente de 1,15 para incluir también aquellos desechos de los raspones y la parte leñosa de los racimos.

En la Tabla 12 que se adjunta a continuación, se muestra la superficie de viñedo inscrito por provincia:



| Provincia | Superficie (Has) | %Total |
|------------|------------------|--------|
| Burgos | 16.370,05 | 73,34 |
| Segovia | 159,56 | 0,71 |
| Soria | 1.245,92 | 5,58 |
| Valladolid | 4.544,04 | 20,36 |
| Total | 22.319,57 | 100 |

Tabla 12. Distribución de la superficie de viñedos por provincias

Se considerará para los cálculos toda la superficie burgalesa indicada en la Tabla 12 dado que se ha verificado que está englobada en un radio menor de 50 km alrededor de Aranda de Duero.

A partir de los siguientes datos:

| Cultivo | Superficie ha | Producción Tm | Rendimiento Tm/ha |
|----------|------------------|------------------|----------------------|
| Olivo | 2.200.000 | 3.394.700 | 1,5 |
| Viñedo | 1.163.000 | 5.420.700 | 4,7 |
| Almendro | 664.000 | 279.100 | 0,4 |
| Cítricos | 283.350 | 5.820.900 | 20,5 |
| Manzano | 50.000 | 922.200 | 18,4 |

Tabla 13. Estimación de los rendimientos de residuos de poda de los principales cultivos leñosos en España por hectárea.

Se obtendrá la cantidad de residuos vinícolas en Aranda de Duero a partir de la siguiente expresión:

$$\text{Residuos vitivinícolas} = 16.370,05 \text{ has} \times 4,7 \frac{t}{\text{ha}} = 76.939,24 \text{ t/año}$$



6.3. Resumen de residuos eliminados mediante gasificación por plasma

En la Tabla 14, se resume la cantidad anual de residuos generada:

| Tipo de residuo | Cantidad anual (t/año) |
|---------------------------------------|-------------------------------|
| Fracción orgánica de RSU | 5.499,37 |
| Residuos forestales | 2.512,32 |
| Residuos de la Industria Vitivinícola | 76.939,24 |
| Total | 84.950,93 |

Tabla 14. Resumen de residuos orgánicos producidos anualmente en Aranda de Duero [Elaboración propia]

Todos los residuos serán almacenados y se introducirán de forma proporcional en la planta de plasma distribuyéndose de la misma forma a lo largo de todo el año. Por lo tanto, la cantidad de residuos introducidos por día será:

$$\text{Alimentación diaria} = 84.950,93 \frac{t}{\text{año}} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} = 232,74 \text{ t/día}$$

A partir de este dato, se escoge una planta capaz de procesar 250 t/día, operando 8.000 horas al año.

Capítulo 7: Instalación de plasma para la eliminación de residuos

7.1. Descripción de la instalación

7.1.1. Etapas y procesos

En este apartado se detallará la estructura de la planta de gasificación por plasma, así como los procesos y productos resultantes del proceso.

El sistema de gasificación por plasma se puede dividir principalmente en siete etapas como se muestra a continuación:



Figura 34. Proceso de las 7 etapas en la gasificación por plasma de residuos.

Etapa 1: Alimentación

En primer lugar y como se ha descrito en el capítulo 7, con el fin de maximizar el gas de síntesis producido, la cabina de plasma se alimentará con la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, los residuos forestales y los residuos derivados de la producción de vino. Previo a introducir dichos residuos en la cabina, se realiza el siguiente pretratamiento:

- **Secado:** Con el objetivo de incrementar la eficiencia del proceso, antes de introducir los residuos a la vasija, se realiza un proceso de secado. En esta etapa se reduce la humedad de los residuos que entran en la vasija de un 20% a un 5%. Los residuos se introducen a la vasija a temperatura ambiente.

Introducción de oxígeno

Los sistemas de gasificación por plasma se diseñan con el objetivo de que tenga lugar una combustión incompleta, maximizándose de esta forma el CO y el H₂ resultantes. Para garantizar la combustión incompleta se añaden cantidades muy limitadas de O₂ al reactor.

Introducción de aire

Es necesario alimentar las antorchas con aire para la formación de plasma.

Etapa 2: Disociación

En esta etapa, dentro de la vasija de plasma tiene lugar la disociación molecular. Este efecto consiste en que al entrar en contacto la materia introducida con el gas (aire en este caso) en estado de plasma, se produce la rotura de los enlaces moleculares, disociándose las moléculas en sus compuestos fundamentales.

Esta rotura es facilitada por la elevada energía y la gran densidad de electrones presentes en el plasma.

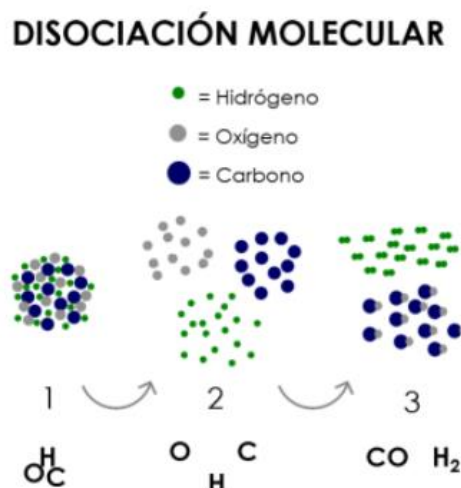


Figura 35. Esquema de disociación molecular [Aventum]

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

La antorcha de plasma utilizada se denomina de arco no transferido. En ella, la corriente eléctrica se establece entre dos electrodos. El arco eléctrico generado permite elevar la temperatura hasta conseguir la disociación total de la materia orgánica, repartiéndose el calor de forma uniforme.

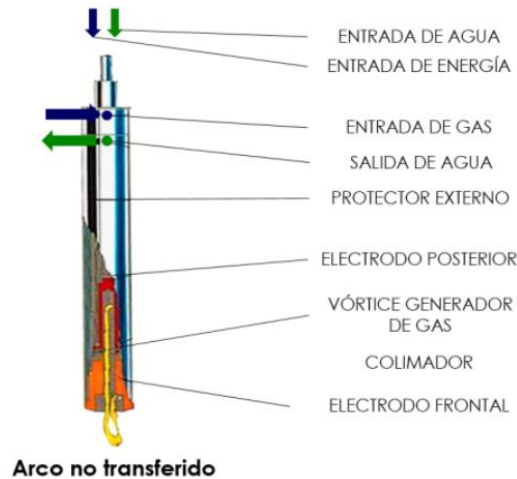


Figura 36. Esquema de antorcha de arco no transferido [Aventum]

En la Figura 37 se muestran las transformaciones que va sufriendo la materia con el incremento de temperatura. Se observa que la disociación tiene lugar entre los 2700-5000 °C. Por tanto, es necesario que en la vasija se alcancen temperaturas de unos 5000 °C para garantizar la disociación completa de la materia introducida.

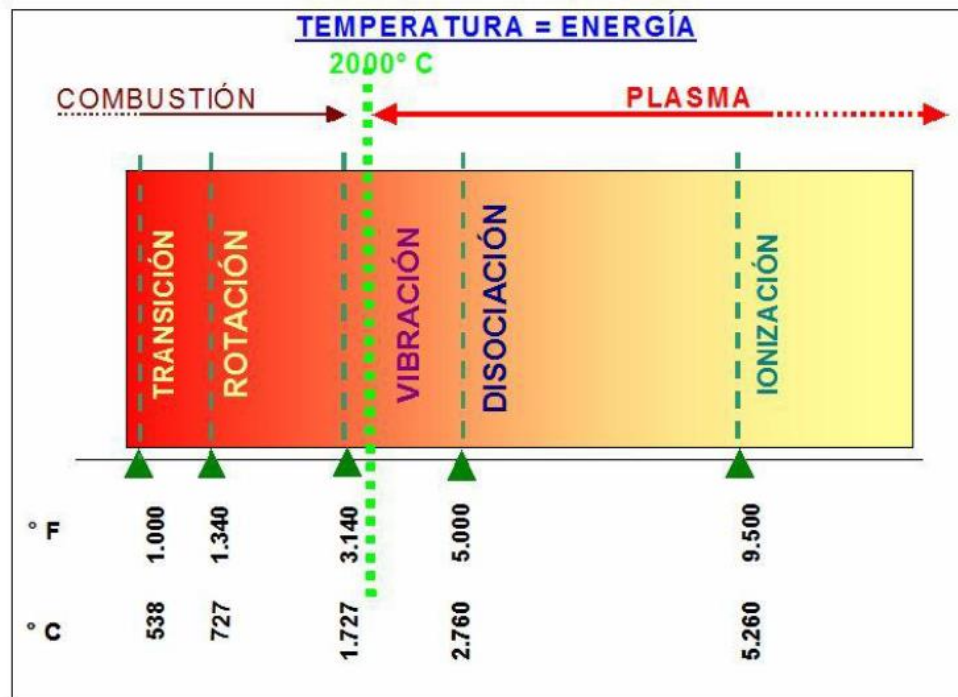
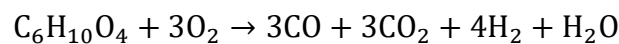


Figura 37. Rango de temperaturas a partir de los cuales se produce la disociación molecular [Acciona]

La disociación molecular tiene lugar en presencia de una atmósfera reductora a las temperaturas previamente mencionadas. De forma general, la reacción de gasificación se puede expresar como:

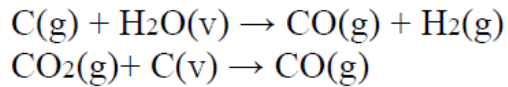


Donde el principal producto obtenido es un gas de síntesis formado por CO y H₂. De forma detallada, los procesos térmicos que tienen lugar en la vasija son:

1. **Cracking térmico:** Las moléculas complejas se disocian en moléculas más ligeras formando gases de hidrocarburos e hidrógeno.
2. **Oxidación parcial:** Favorece la formación de monóxido de carbono a partir de la oxidación de los átomos de carbono. En las reacciones de oxidación completa, aparecen en los productos dióxido de carbono y agua, que provocan un efecto negativo sobre el poder calorífico del gas de síntesis resultante. Para evitar la formación de dichos compuestos, es necesario controlar la entrada de oxígeno en el reactor.
3. **Reformación:** Se combinan los elementos primarios obtenidos para formar nuevas moléculas, principalmente hidrógeno y monóxido de carbono. Las reacciones del proceso son las siguientes:



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



El plasma actúa sobre los residuos disociando las moléculas en sus compuestos elementales, transformándose la materia orgánica en un gas de síntesis compuesto principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono (H_2 y CO) y la materia inorgánica en materia inerte vitrificada. Esta última se produce debido a que el fondo de la vasija se encuentra cubierto por un baño de arena fundida rica en silicio, y al producirse la disociación, los elementos inorgánicos se depositan en el fondo de la vasija y reaccionan con el silicio fundido contenido en la arena. Esta materia inerte vitrificada, también denominada slag, es un material inocuo, no tóxico y no lixiviable que se extrae por la parte inferior del gasificador. Puede utilizarse, entre otros, como material de construcción. La cantidad de materia vitrificada producida como función de la energía de la antorcha de plasma se puede expresar como:

$$M(\text{kg}) = 0.35P(\text{kW} \cdot \text{h})$$

Donde M es la cantidad de materia inerte vitrificada producida en kg y P es la cantidad de energía usada en el proceso

En la Figura 38 se muestra por dónde se extraen el gas de síntesis (*Syngas*), y la materia inerte vitrificada (*Slag*).

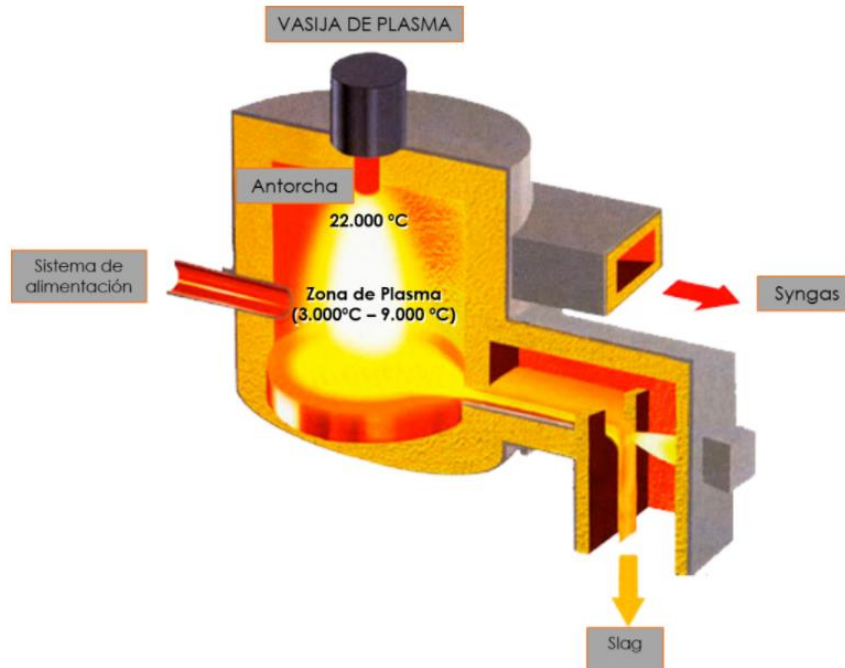


Figura 38. Esquema de la vasija de plasma. [Aventum]

Etapa 3: Enfriamiento

El gas de síntesis a la salida de la vasija se encuentra a una temperatura aproximada de 1500 °C. Se puede reducir esta temperatura mediante un ciclo de Rankine que mejore el rendimiento energético del proceso. La temperatura a la que se reducirá el gas de síntesis es de 600 °C para garantizar que no se produzcan dioxinas y furanos.

Etapa 4: Separación de partículas

El gas de síntesis a la salida de la vasija está compuesto mayoritariamente por hidrógeno y monóxido de carbono, pero también puede haber presentes pequeñas cantidades de otros compuestos que se deberán eliminar debido a que reducen la calidad del gas de síntesis. Para ello, en esta primera etapa de limpieza, el gas se somete a un proceso de filtración y purificación mediante un ciclón.

Un separador ciclónico sirve para decantar partículas sólidas que se encuentran suspendidas en un flujo de aire sin el uso de un filtro. La técnica consiste en la generación de un vórtice helicoidal que fluye a alta velocidad en un recipiente con forma cónica. El aire que arrastra las partículas gira en dirección descendente formando un remolino que, debido a la fuerza centrífuga generada, empuja las partículas hacia las paredes del recipiente. Éstas, al chocar con las paredes del recipiente se frenan y se precipitan, sin

que tengan la suficiente inercia para seguir el aire que gira y vuelve a subir por el centro en dirección ascendente. Las partículas que se precipitan son extraídas por la parte inferior del ciclón.

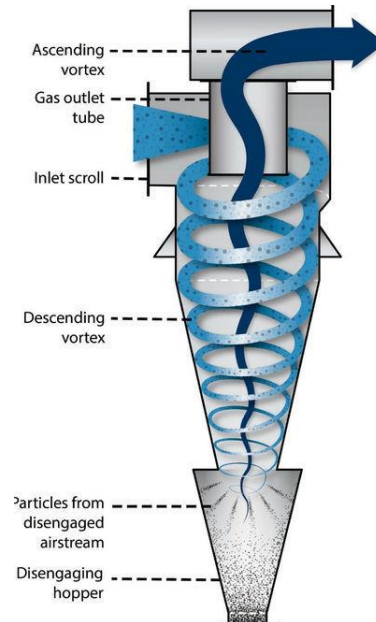


Figura 39. Esquema separador ciclónico

Etapa 5: Lavado en Quench

El objetivo de este proceso es reducir rápidamente la temperatura de los gases para eliminar gran porcentaje de las partículas no deseadas existentes y algunos gases ácidos como el HCl gaseoso. Este proceso se lleva a cabo en una torre con un sistema de spray que rocía agua sobre los gases.

A pesar de que en todo el proceso no se ha disminuido la temperatura por debajo de 600 °C para garantizar que se destruyan la dioxinas y furanos, éstos pueden reaparecer por las reacciones de síntesis producidas en la superficie de las cenizas volantes y otras partículas que contienen carbono. Para garantizar su completa eliminación, en esta etapa se enfría el gas de síntesis a una temperatura inferior a 180 °C.

Etapa 6: Neutralizado en Scrubber

El último proceso para la limpieza del gas de síntesis obtenido es el 'scrubber', que se coloca en serie con el 'quench' descrito previamente.

En esta etapa, en el caso de que el residuo tenga compuestos ácidos, éstos se neutralizan con una solución básica de hidróxido de sodio (NaOH), obteniéndose una solución salina

que se deposita en el fondo del depósito. El gas saliente, que puede contener sulfuros, se pasa por un filtro HEPA (High efficiency particle arresting) para eliminar dichos compuestos mediante la adición de carbón activo en el proceso.

Etapa 7: Extracción

El último elemento esencial de estas 7 etapas es el soplante de extracción para el gas de síntesis. Lleva a cabo la aspiración que mueve el gas por todos los elementos de limpieza. Adicionalmente, se encarga de mantener una presión negativa a nivel de la vasija de plasma.

7.1.2. Sistemas y componentes

Vasija

Es el reactor donde tiene lugar la disociación de la materia introducida. Está formada por dos partes: el cuerpo y una tapa de acero inoxidable. Es imprescindible que ambas partes estén correctamente selladas, por lo que la vasija operará a presiones negativas para evitar fugas del gas de síntesis con la entrada de nuevos materiales al reactor. Se utilizarán dos salidas, una para el gas de síntesis por la parte superior y otra para el material vitrificado por la parte inferior. A continuación, se muestra un esquema de la vasija donde se indican algunas de las características del proceso.

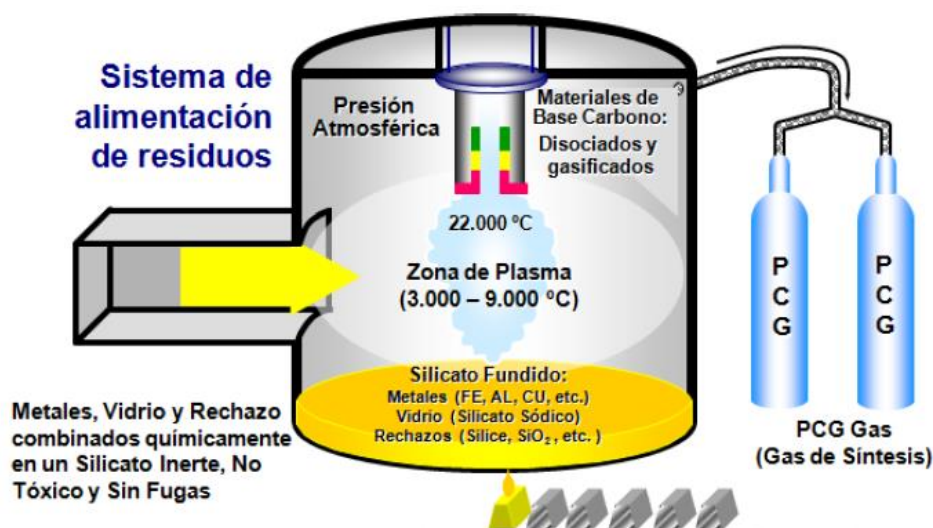


Figura 40. Esquema de la vasija de la planta de gasificación por plasma

Para proteger el cuerpo de la vasija de las altas temperaturas del interior del reactor, se cubren las paredes de la vasija con una capa aislante de material refractario. Esta capa de aislante se encarga de mantener la temperatura en el interior de la vasija por encima de la de condensación de los gases ácidos, para evitar su aparición en el gas de síntesis.

La siguiente figura representa el perfil de temperaturas en el interior de la vasija.

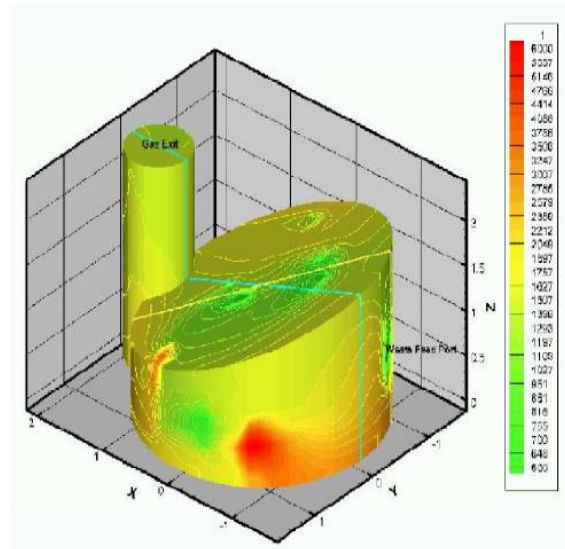


Figura 41. Perfil de temperaturas en el interior de la vasija [Materiales Renovados]

Antorcha de plasma

La antorcha está formada por dos electrodos, ánodo y cátodo, los cuales generan el arco eléctrico. Para proteger a la antorcha de las altas temperaturas que se alcanzan en la vasija, será necesario un sistema de refrigeración. Existen dos tipos de antorchas:

- Antorcha de arco transferido: El arco eléctrico se produce entre un ánodo de sacrificio situado en la antorcha, que se repone periódicamente, y un cátodo situado en el fondo de la vasija. La transmisión de calor se produce por radiación, convección y conducción. La energía transferida se concentrará en el punto de incidencia del haz, debido a la resistencia que opone la materia al paso de corriente. Se utiliza en procesos que supongan una necesidad de fundir materias, ya sea en estado sólido o pastoso.
- Antorcha de arco no transferido: Se utiliza para calentar y vaporizar sólidos en polvo, sólidos, líquidos y gases. El ánodo y el cátodo se encuentran dentro de la antorcha y ambos son de sacrificio. La energía es transferida por radiación del haz.

La Figura 42 muestra el esquema de una antorcha de arco no transferido y otra de arco transferido.

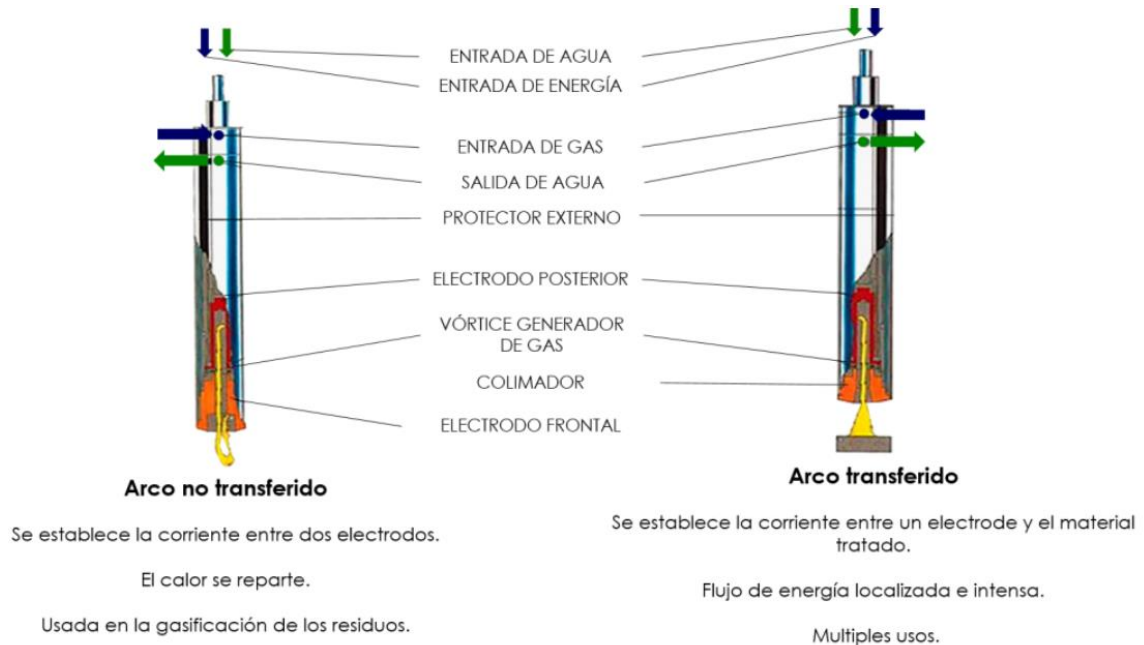


Figura 42. Esquema de los dos tipos de antorchas existentes [Aventum]

Generador de corriente eléctrica

Es necesario un generador de corriente continua para alimentar la antorcha de plasma.

Sistema de refrigeración de la antorcha

Es necesario refrigerar la antorcha para proteger sus componentes y controlar la temperatura alcanzada en el electrodo. Se utiliza agua desionizada para la refrigeración, que circula bajo presión por un circuito cerrado.

El funcionamiento del sistema de refrigeración es un intercambiador de calor agua-agua, en el cual se transfiere calor a un circuito secundario de agua, que a su vez consta de otro intercambiador de calor agua-aire.

Sistema de control del proceso

El control del proceso se basa en un PLC (control lógico programable). Sus principales funciones son las de regular el ritmo de alimentación del sistema, la introducción del gas



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

plasmógeno en la vasija, y la monitorización de la composición del gas en tiempo real para ajustar su composición y controlar el generador de corriente continua conectado a la antorcha de plasma. Todo el control se realiza desde un puesto de control centralizado con un sistema informático de interfaz humano.

Sistema de gas

La antorcha debe contar con un sistema para introducir la corriente de gas en la antorcha que producirá el arco eléctrico. Este gas se denomina plasmógeno y su entrada se produce a una presión de entre 6 y 7 bares. Puede ser oxidante, reductor o inerte, y su ritmo de entrada lo regula el sistema de control. Las alternativas existentes son oxígeno, nitrógeno, hidrógeno, argón o aire, siendo este último el más utilizado por ser el más barato.

Sistema de descarga del material vitrificado

Hay dos formas de extracción del material vitrificado:

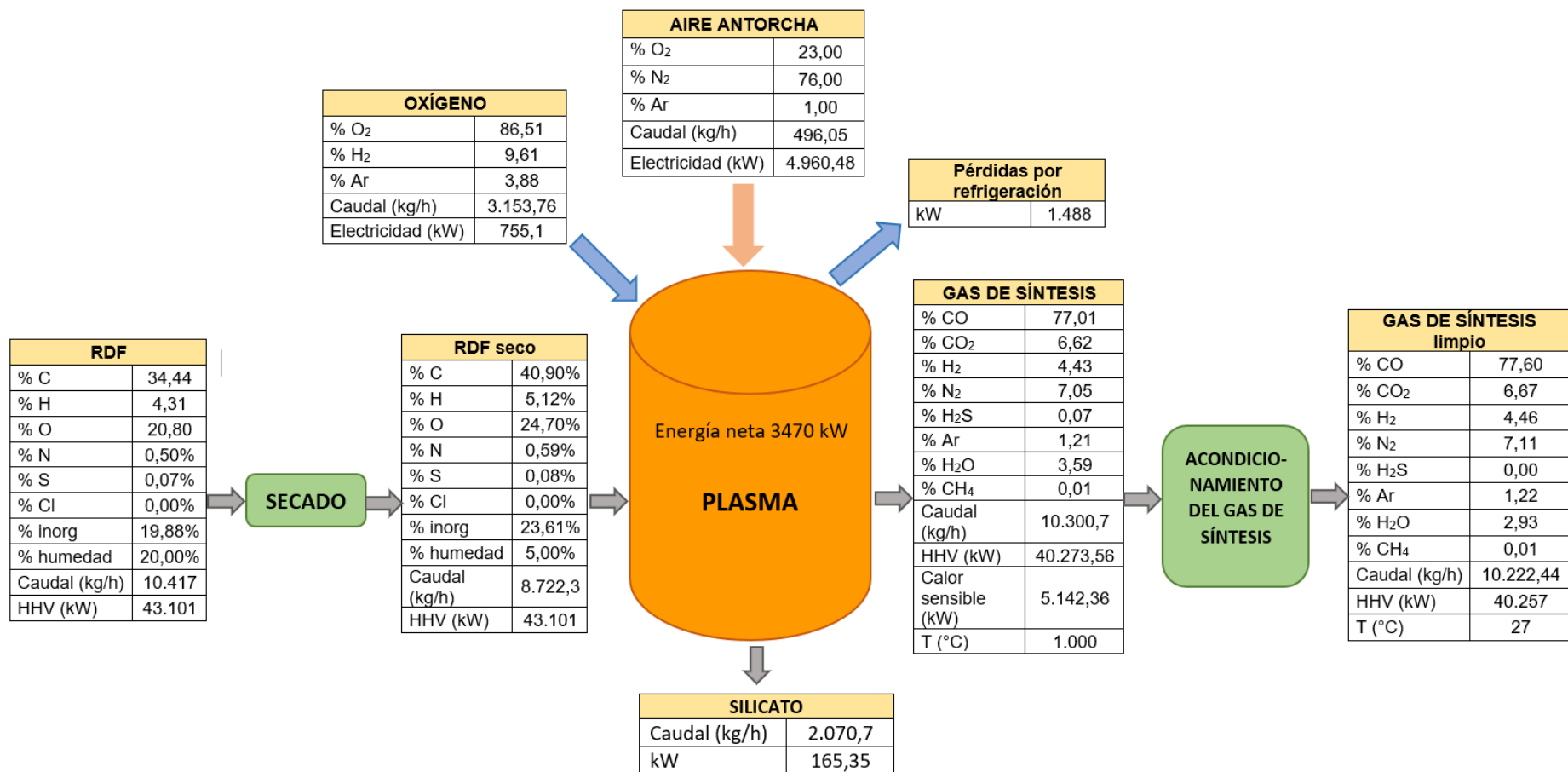
- Lateralmente por inclinación, en cuyo caso la extracción no es continua. Es el método más utilizado, dado que por lo general se prefiere una extracción no continua debido a que las cantidades que se forman de material vitrificado son pequeñas.
- Por medio de un sistema mecánico de extracción, comúnmente un tornillo sinfín. En este caso la extracción es continua.

En este caso, para evitar la acumulación de materia vitrificada en la vasija que pueda obstruir la salida, se utilizará un método de extracción continuo usando un tornillo sinfín.

Una vez extraída, la materia se depositará en un carro enfriado por agua. Así el material vitrificado extraído se enfriará rápidamente, formando pequeños fragmentos lisos fácilmente manipulables.

7.2. Balance energético

El balance de energía del proceso, donde todos los porcentajes indicados son en masa, se muestra a continuación:



7.3. Análisis de los productos

Gas de síntesis

Después del proceso de las siete etapas descrito anteriormente, el porcentaje en masa del gas de síntesis se muestra a continuación:

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

Figura 43. Porcentaje en masa del gas de síntesis tras el proceso de las siete etapas [Aventum]

Como se ha indicado en el Balance Energético, el caudal de gas de síntesis en este punto es 10.222,44 kg/h. Tomando un horizonte temporal y a partir de las densidades de los compuestos, se ha determinado que el porcentaje en volumen de cada uno de los compuestos anteriores es el siguiente:

| Compuesto | % en volumen |
|------------------|--------------|
| CO | 51,84 |
| CO ₂ | 2,75 |
| H ₂ | 40,53 |
| N ₂ | 4,33 |
| H ₂ S | 0,00 |
| Ar | 0,52 |
| H ₂ O | 0,00 |
| CH ₄ | 0,01 |

Figura 44. Porcentaje en volumen del gas de síntesis [Elaboración propia]

A partir de estos datos, se determina el gas de síntesis obtenido previo al tratamiento de producción de hidrógeno está compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno.



La cantidad de gas de síntesis producido depende del tipo de residuos introducidos. Cuanto mayor sea la cantidad de residuos orgánicos introducidos en la vasija, mayor será la producción de este gas.

Materia inerte vitrificada

Los compuestos inorgánicos introducidos en la vasija se funden formando una lava vítrea de tipo basáltica denominada 'slag', que se extrae por la parte inferior del gasificador. El peso y el volumen de este residuo en comparación con los residuos iniciales se ven reducidos dramáticamente:

- El peso del slag es aproximadamente el 20% del peso de los residuos iniciales.
- El volumen del slag es aproximadamente el 5% del de los residuos originales.

7.4. Producción de hidrógeno

Reactor WGS

Después de la etapa de neutralizado en Scrubber, se hace pasar el gas por un reactor WGS (Water Gas Shift) con el objetivo de obtener la mayor cantidad de hidrógeno posible. La reacción WGS es uno de los métodos más utilizados en la obtención de hidrógeno dado que ha demostrado ser el más viable en términos tecnológicos.

Tras la etapa de neutralizado la composición del gas de síntesis, indicándose todos los porcentajes en masa, se muestra a continuación:

| 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 |
| Caudal (kg/h) | 10.222,44 |

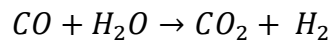
Tabla 15. Composición del gas de síntesis limpio [Aventum]



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Previo a la utilización del syngas, es necesario ajustar la relación CO/H₂, para mejorar la calidad del gas previo a su aprovechamiento energético y a su conversión en combustibles limpios.

En la reacción Shift se hace reaccionar el monóxido de carbono con agua, obteniéndose dióxido de carbono e hidrógeno. De esta forma se consigue transformar todo el monóxido de carbono en hidrógeno en una relación estequiométrica 1:1. Esta reacción química se muestra a continuación:



A continuación, se calcula el hidrógeno total a la salida de la planta como suma del obtenido tras la etapa de neutralizado y el resultante de la reacción Shift.

Hidrógeno obtenido tras la etapa de neutralizado

A partir del porcentaje en masa de hidrógeno y del caudal de gas de síntesis indicados en la Tabla 15 se obtiene:

$$\dot{m}_{H_2 inicial} = \frac{4,46}{100} \cdot 10.222,44 \frac{kg}{h} = 455,92 \frac{kg}{h}$$

Hidrógeno obtenido tras la reacción Water Gas Shift (WGS)

Como se ha mencionado anteriormente, todo el monóxido de carbono se transforma en hidrógeno en una relación estequiométrica 1:1. Teniendo en cuenta el porcentaje en masa de monóxido de carbono del gas de síntesis tras la etapa de neutralizado, se obtiene:

$$\dot{m}_{CO} = \frac{77,6}{100} \cdot 10.222,44 \frac{kg}{h} = 7.932,61 \frac{kg}{h}$$

A partir de las masas moleculares del CO y en H₂, el hidrógeno obtenido tras la reacción WGS se calcula como:

$$\dot{m}_{H_2 WGS} = \dot{m}_{CO} \cdot \frac{MM_{H_2}}{MM_{CO}} = 7.932,61 \frac{kg}{h} \cdot \frac{2}{28,01} = 566,41 \frac{kg}{h}$$

Con todo ello, el hidrógeno total a la salida de la planta de gasificación por plasma es:

$$\dot{m}_{H_2total} = \dot{m}_{H_2inicial} + \dot{m}_{H_2WGS} = 455,92 + 566,41 = 1.022,33 \frac{kg}{h}$$

Tras esta etapa, el gas de síntesis se pasa por un compresor y se somete a un proceso de purificación que se describe seguidamente.

Purificación

Por último, es necesario una etapa de purificación del gas para garantizar la completa eliminación de gases ácidos (H_2S y CO_2) por absorción, previo al almacenamiento del hidrógeno en pilas de combustible.

Este proceso se llevará a cabo mediante un sistema de membranas Polysep para la purificación y recuperación del hidrógeno.

Estas membranas compuestas han sido diseñadas con los últimos avances en la ciencia de polímeros, ofreciendo excelentes características de separación: permeabilidad, selectividad y resistencia a los contaminantes.

Este sistema de membranas consiste en unidades modulares que contienen cartuchos de membrana de fibra hueca. Estos cartuchos están formados por fibras con orientación helicoidal a lo largo de un tubo hueco perforado, denominado mandril, a través del cual los gases no penetrantes son extraídos. El gas deseado, en este caso hidrógeno, se acumula en el interior de la fibra y sale como producto. Este proceso se indica en la Figura 45.

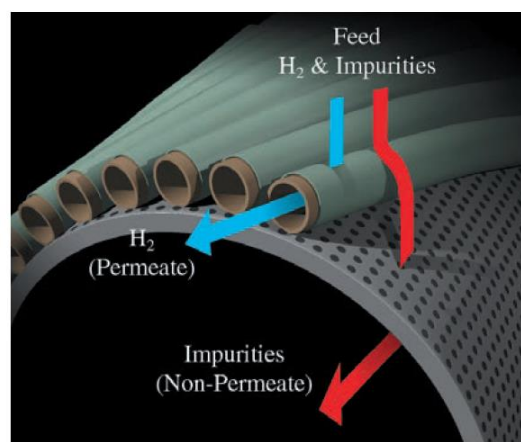


Figura 45. Membrana de fibra hueca Polysep [Uop]



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

La separación de una mezcla de gases por membranas se basa en las diferencias en las velocidades de permeado de los distintos gases a través de la membrana polimérica. El gas más permeable, el hidrógeno, es enriquecido en el lado permeable de la membrana, mientras que el menos permeable se queda en el lado de alimentación de la membrana. La separación de estos gases es un proceso por presión. El flujo de producto permeable es producido a una presión más baja conseguida mediante una caída de presión a lo largo de la membrana. El flujo de gas no permeable se encuentra a una presión ligeramente menor que la del flujo de alimentación. Este proceso es continuo y produce corrientes de gases permeables y no permeables con un flujo y presión constante garantizando la pureza de los productos.

7.5. Sostenibilidad de la instalación

El protocolo de Kyoto establece objetivos ambiciosos de reducción en las emisiones de efecto invernadero que implica un importante esfuerzo en los países industrializados para la incorporación de tecnologías medioambientales respetuosas, así como la búsqueda de fuentes alternativas en la gestión y el tratamiento de residuos.

El objetivo principal de la planta de gasificación por plasma es proporcionar una tecnología para la conversión de desechos biomásicos en energía limpia que supone un aprovechamiento energético eficaz y flexible. Con esta tecnología se pretende plantear una alternativa sostenible a los vertederos controlados como proceso principal en el tratamiento de residuos.

Los principales beneficios ambientales que presenta una planta de gasificación por plasma son:

- Baja huella de gases de efecto invernadero.
- Bajas emisiones contaminantes
- Aplicable a todo tipo de residuos
- Ausencia de subproductos potencialmente tóxicos o dañinos
- Aprovechamiento de bioproductos y reducción de la cantidad de material que en última instancia se debe verter
- Permite a largo plazo alcanzar el objetivo de ‘vertedero cero’
- Es compatible y complementaria a otras tecnologías

Todas estas ventajas se analizan en detalle a continuación, realizándose una comparativa de la gasificación por plasma con otras tecnologías utilizadas actualmente, así como un análisis detallado de los productos.

Comparativa con otros métodos de tratamiento de residuos

Con respecto a la huella de análisis de efecto invernadero, se han comparado las emisiones de un ciclo combinado de gasificación por plasma frente a una instalación de incineración de última tecnología, un relleno sanitario con instalaciones de captación de energía y una planta de ciclo combinado de quema de gas natural. En el eje de ordenadas se muestra la carga de CO₂ acumulada durante veinte años con cada una de las cuatro opciones sobre una base de 1.000.000 MWh generados. Cero en este eje se ha considerado como las emisiones medias de gases de efecto invernadero de las centrales eléctricas para los MWh mencionados.

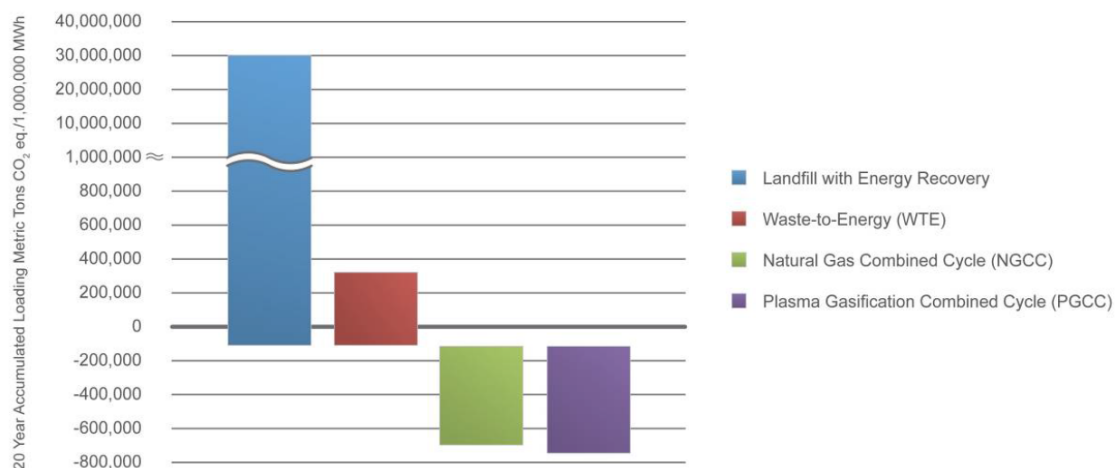


Figura 46. Comparativa de emisiones de gases del ciclo de vida de efecto invernadero de cuatro tecnologías [SCS]

A partir de la gráfica se concluye que la gasificación por plasma tiene el mejor desempeño ambiental.

El método más extendido de tratamiento de residuos en España actualmente es el depósito en vertederos seguido de la incineración, tecnología que sólo está permitida en algunas Comunidades Autónomas. En la tabla que se muestra a continuación, se indican las ventajas de la tecnología del plasma con respecto a estos dos métodos.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| Depósito en vertedero | Incineración | Gasificación por plasma |
|---|---|---|
| Necesaria identificación residuos y clasificación | Clasificación e identificación de residuos para evitar emisiones atmosféricas tóxicas | Eficaz independiente del tipo de residuo introducido |
| Grandes superficies de terreno con características geológicas específicas | Generación de cenizas | Eliminación segura e irreversible de residuos peligrosos |
| Requisitos legales específicos debido a impacto ambiental | Puede servir como método de valorización energética | Bajas emisiones atmosféricas, cumpliendo con requisitos ambientales más estrictos que los legales |
| Metano aprovechable en motor de combustión interna | Requisitos legales específicos debido a impacto ambiental | Formación de material inerte: silicato |
| | | Método de valorización energética que genera mercancías de valor |

Tabla 16. Comparativa de distintos métodos de gestión de residuos [Materiales Renovados]

A partir de estos datos, se muestra que la tecnología de gasificación por plasma se erige como la más óptima en el tratamiento de residuos acorde con las exigencias de desarrollo sostenible.

Debido a que el Parlamento Europeo ha prohibido la ampliación o construcción de vertederos controlados a partir de 2020, resulta interesante analizar en detalle las ventajas de la gasificación por plasma con respecto a la incineración.

| | | Incineración | Gasificación por plasma |
|---------------------------|---------------------------------------|--|--|
| Emisiones | Óxido de nitrógeno (NO _x) | 110-205 ppmvd | <36 ppmvd |
| | Dióxido de azufre (SO ₂) | 26-29 ppmvd | <1,05 ppmvd |
| | Mercurio (Hg) | 28-80 µg/dscm ² | <1,4 µg/dscm ² |
| Dioxinas y furanos | | La presencia de oxígeno, cloro y material particulado crea las condiciones adecuadas | Temperatura de funcionamiento elevada (> 1.000 °C), en relación con un entorno privado de oxígeno destruye cualquier |



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| | | |
|--|---|---|
| | para la formación de dioxinas y furanos | dioxinas/furanos que puedan estar presentes en la materia prima, y elimina la posibilidad de la creación de dioxinas/furanos. El rápido enfriamiento del gas de síntesis a través de agua de refrigeración impide la síntesis de nuevo de dioxinas y furanos. |
|--|---|---|

Tabla 17. Análisis de emisiones gasificación por plasma vs. Incineración [Westinghouse]

A partir de la tabla se observa que las emisiones son muy inferiores a las obtenidas mediante incineración. Además, se controla la reducción de temperatura a lo largo de todo el proceso para eliminar la creación de dioxinas/furanos.

Análisis de los productos

Como ya se ha explicado anteriormente, los materiales orgánicos introducidos se transforman en un gas de síntesis compuesto mayoritariamente por hidrógeno y monóxido de carbono, mientras que la materia inorgánica se transforma en materia inerte vitrificada denominada slag. A continuación, se analizan las composiciones de cada uno de estos productos.

Gas de síntesis

El punto más crítico en la operación de una planta de gasificación por plasma es la naturaleza y cantidad del aire que se emite a la atmósfera.

El gas de síntesis, después de la limpieza cumple las siguientes especificaciones que cumplen con los estándares de emisiones, siendo posible cumplir especificaciones más estrictas si fuera necesario:



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

| | Especificaciones |
|--------------------------------------|-------------------------|
| Azufre | <200 ppm en peso |
| Metales alcalinos | <1 ppm en peso |
| Metales volátiles | <1 ppm en peso |
| Halógenos | <1 ppm en peso |
| Material particulado | <20 ppm en peso |
| Valor calorífico del gas de síntesis | 7-12 MJ/Nm ³ |

Tabla 18. Especificaciones del gas de síntesis después de la limpieza [Westinghouse]

A continuación, se muestran las emisiones de una planta de gasificación por plasma que procesa 110 ton/día de residuos sólidos urbanos situada en Ottawa, Canadá.

Se verifica que las emisiones cumplen la directiva del parlamento europeo EC 2000/76 relativa a la incineración de residuos.

| Emissions (mg/N-M ³ @7%O ₂) | Measured | EC 2000/76 Standard |
|---|----------|------------------------|
| PM | 12.8 | 14 |
| HCL | 3.1 | 14 |
| NOx | 150 | 281 |
| SOx | 26 | 70 |
| Hg | 0.0002 | 14 |
| Dioxins/furans (ng/N-m ³) | 0.009245 | 0.14 |

Tabla 19. Análisis del gas de síntesis en planta de gasificación por plasma situada en Ottawa, Canadá.

Es importante destacar que los datos de la Tabla 19 no muestran las emisiones definitivas liberadas a la atmósfera, sino que muestran las emisiones potenciales previo a la eliminación de contaminantes de la corriente de aire. Por tanto, las emisiones de contaminantes a la atmósfera tras el proceso de limpieza del aire serán incluso inferiores.

Materia inerte vitrificada

La escoria producida es inerte y segura para utilizarse como material de construcción u otras aplicaciones. No contamina el suelo ni el agua potable. A continuación, se muestran los resultados del análisis de la escoria de dos plantas:

- La escoria de la planta de Mihama Mikata ha sido analizada con respecto a varias normas incluidas las JLT-46, NEN-7341 y análisis TCLP. Estas pruebas fueron

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

realizadas por dos laboratorios independientes: Shimadzu Techno-Research Inc. y ALS Laboratory Group. Los resultados muestran que los componentes de la escoria de Mihama-Mikata, están por debajo de los límites de detección de las pruebas y la escoria se considera no lixiviante. A continuación, se muestra un gráfico que ilustra algunos de los resultados de las pruebas JLT-46:

| Escoria vitrificada no lixiviante: Resultados JLT-46 de la escoria de Mihama Mikata | | | | |
|---|----------|----------------------------|-------------------------------------|---------------|
| Metales pesados | Unidades | Método límite de detección | Promedio medido Valor de la escoria | Límite JLT-46 |
| Arsénico | mg/l | 0,001 | <0,001 | 0,01 |
| Cadmio | mg/l | 0,001 | <0,001 | 0,01 |
| Cromo VI | mg/l | 0,005 | <0,005 | 0,05 |
| Plomo | mg/l | 0,001 | <0,001 | 0,01 |
| Mercurio | mg/l | 0,0001 | <0,0001 | 0,005 |
| Selenio | mg/l | 0,001 | <0,001 | 0,01 |

Tabla 20. Análisis de la materia inerte vitrificada de la planta de Mihama Mikata

Cabe destacar que el cien por ciento de la escoria de esta planta se utiliza como agregado para productos de hormigón.

- En segundo lugar, se muestra el análisis de la materia vitrificada de una planta de gasificación por plasma de 10 ton/día situada en Cheongson, Korea:

| Measurement times | Pb (mg/L) | Cd (mg/L) | As (mg/L) | Cu (mg/L) | Hg (mg/L) | Cr ⁶⁺ (mg/L) |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------------------|
| 1 | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. |
| 2 | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. |
| 3 | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. |
| 4 | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. |
| 5 | N.D. | N.D. | N.D. | 0.05 | N.D. | N.D. |
| Average | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. |

N.D.: not detected

Tabla 21. Resultado de elementos tóxicos en la escoria vitrificada de la planta de Cheongson, Korea

Dado que las siglas N.D. indican que no se ha detectado la presencia de este contaminante, se demuestra que los datos son muy positivos.



7.6. Almacenamiento del hidrógeno

Las características físicas y químicas del hidrógeno hacen que su confinamiento sea acorde con la utilización final del mismo. A pesar de presentar una gran densidad energética por unidad de masa, tiene muy baja densidad volumétrica tanto en estado líquido como gaseoso. Además, el hidrógeno posee una gran permeabilidad y difusividad, propiedades que hacen que sea capaz de difundirse incluso a través de sólidos, provocando la pérdida de combustible almacenado que se vierte a la atmósfera o la fragilización de los metales empleados para confinar el elemento.

La baja densidad del hidrógeno hace que sean necesarios grandes volúmenes para su almacenamiento y está asociado con altas presiones, muy bajas temperaturas y/o combinación con otros materiales.

7.6.1. Tecnologías de almacenamiento existentes

Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno viables son:

- Tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido
- Tanques de almacenamiento de hidrógeno criogénico
- Hidruros químicos
- Materiales en estado sólido:
 - Nanoestructuras de carbono
 - Hidruros metálicos compuestos

A continuación, se describirán cada uno de estos métodos indicándose sus ventajas y desventajas, con el objetivo de seleccionar el método de almacenamiento más óptimo para el hidrógeno obtenido en la planta de gasificación por plasma diseñada.

Hidrógeno comprimido

A temperatura ambiente el hidrógeno se encuentra en estado gaseoso. Debido a la baja densidad energética por unidad de volumen (12 MJ/m^3), su almacenamiento se realiza a altas presiones, entre 200 y 700 bar, siendo necesario para ello contenedores de alta presión.

| | | | | |
|---------------|----------|------|------|------|
| Presión (MPa) | 0,101325 | 200 | 350 | 700 |
| Volumen (L) | 11.934 | 68,4 | 42,7 | 25,7 |

Tabla 22. Volumen necesario para almacenar 1 kg de hidrógeno a 20 °C en función de la presión.

Estos tanques poseen un revestimiento interior hecho de un polímero como una malla de polietileno o nylon cubierta con una fibra continua de grafito y capa de reforzamiento epoxy.

El principal problema es que el hidrógeno presenta una tasa de permeabilidad considerable a través de estos revestimientos, lo que provoca una pérdida gradual de la presión del hidrógeno así como un debilitamiento de la capa de reforzamiento del tanque que podría causar fatiga cíclica u otros fallos en el tanque.

Actualmente, este tipo de tanques se utilizan principalmente en automoción.

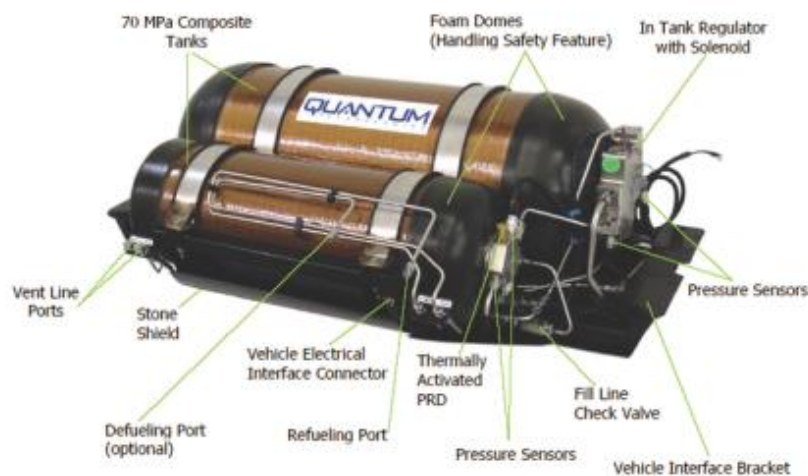


Figura 47. Tanque de almacenamiento de hidrógeno a 700 atmósferas de presión [Quantum]

Hidrógeno criogénico

Otra opción es almacenar el hidrógeno en estado líquido o criogénico. Para ello es necesario un proceso de licuación que consiste en pasar un gas a líquido mediante la modificación de sus condiciones de presión y temperatura. Este proceso consiste en una combinación de compresores, intercambiadores y calor y válvulas de expansión hasta conseguir la temperatura de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($20,3\text{ K}$) y necesita contar con unos depósitos fuertemente aislados para conservar dicha temperatura. Todo esto lo convierte en un procedimiento costoso y de gran consumo de energía.

Los contenedores criogénicos se diseñan para minimizar la transferencia de calor, ya sea por conducción, convección o radiación, desde la pared exterior del contenedor hasta el hidrógeno líquido. Cuentan con una doble pared con vacío entre ambas para evitar la transferencia de calor por conducción y convección. Para evitar la transferencia de calor por radiación se ponen entre 30 y 100 capas de plástico aluminado Mylar o de perlita

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

entre las paredes del tanque. Algunos contenedores grandes tienen también una pared exterior con un espacio relleno de nitrógeno líquido para evitar la transferencia de calor.

Con respecto a la forma, la mayoría de los tanques de hidrógeno son esféricos dado que es la forma que presenta una menor superficie de transferencia por unidad de volumen. A partir de esto se deduce que, a medida que aumenta el diámetro del tanque, debido a que el volumen aumenta más rápidamente que el área, en tanques grandes la transferencia de calor es proporcionalmente menor que en tanques pequeños. En ocasiones también se fabrican tanques cilíndricos ya que son más fáciles y baratos de construir que los tanques esféricos, manteniéndose prácticamente igual la relación volumen-área de transferencia de calor.

El problema radica en que, a pesar de tener un buen aislamiento, parte del hidrógeno se evapora, pudiendo ser purgado o capturado y devuelto al proceso de licuación. Al capturarlo no se produce una gran pérdida ya que el hidrógeno gaseoso está todavía frío por lo que es más sencillo comprimirlo.

Este método sirve para almacenar cantidades relativamente grandes de hidrógeno, pero éste no puede mantenerse almacenado durante largos periodos de tiempo debido a los costos que es mantener el hidrógeno en estado líquido y a las pérdidas que se pueden producir.



Figura 48. Depósito de hidrógeno criogénico [Isover]

Hidruros químicos

Son sustancias que producen hidrógeno cuando se mezclan con agua. En esta reacción el hidruro pasa a hidróxido. El proceso de carga en el que al hidróxido se le carga con hidrógeno se denomina reciclado. En la Tabla 23 se muestran diversos hidruros químicos con sus respectivas densidades gravimétricas, esto es, la relación entre el peso del hidrógeno y el peso del sistema portador.



| Reacciones | Densidad gravimétrica |
|---|-----------------------|
| $\text{CaH}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + 2\text{H}_2$ | 9,6 % |
| $\text{MgH}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Mg}(\text{OH})_2 + 2\text{H}_2$ | 15,3% |
| $\text{LiH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{LiOH} + \text{H}_2$ | 25,2 % |
| $\text{LiBH}_4 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{LiOH} + \text{H}_3\text{BO}_3 + 4\text{H}_2$ | 37 % |
| $\text{NaBH}_4 + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NaOH} + \text{H}_3\text{BO}_3 + 4\text{H}_2$ | 21,3 % |

Tabla 23. Principales hidruros químicos para almacenamiento de hidrógeno

El hidruro más utilizado actualmente es el hidruro de litio (LiH) por ser un hidruro monometálico en lugar de uno multimetálico, y en principio resulta más sencillo reducirlo y separarlo. Es importante destacar que la densidad gravimétrica del hidruro de litio es más de dos veces la del hidrógeno licuado.

El hidróxido de litio hidratado se descompone al calentarse a una temperatura superior a la de evaporación del agua. Este hecho de que se evapore a baja temperatura hace que sea el mejor hidruro para el almacenamiento de hidrógeno.

Cabe destacar que todo el proceso se realiza a presión y temperatura ambiente, abaratándose los sistemas de manipulación necesarios para su uso.

Nanoestructuras de carbono

Debido a su gran área superficial, su baja densidad y su gran volumen de poros, las nanoestructuras de carbono se presentan como una alternativa para el almacenamiento de hidrógeno.

Dentro de las distintas configuraciones de nanoestructuras de carbono las principales líneas de investigación son: los nanotubos de carbono de pared simple (SWNT) y de pared compuesta (MWNT) y las nanofibras de grafito (GNF).

En los nanotubos de carbono de pared simple, la parte interior de éstos se dopa con diferentes átomos y grupos de metales encapsulados para habilitarlos para el almacenamiento de hidrógeno.

Con respecto al grafito, es la forma más comúnmente disponible de carbono. El problema consiste en que las láminas de carbono se apilan de forma muy compacta, impidiendo que las moléculas de hidrógeno quepan en dichas láminas disminuyéndose la capacidad de absorción. Como solución, se ha demostrado que la adición de potasio mejora la capacidad de grafito para absorber hidrógeno. El grafito con potasio intercalado, KC_{24} puede absorber y liberar hidrógeno a una temperatura de 77 K.

Hidruros metálicos

Ciertos metales y aleaciones metálicas tienen la propiedad de formar enlaces covalentes reversibles cuando reaccionan con el hidrógeno, formando lo que se conoce como hidruros metálicos. Cuando se someten a altas temperaturas (300-350°C), se descomponen liberando el hidrógeno.

El hidruro se forma sometiendo al metal a una presión elevada de hidrógeno, lo que provoca que el metal atrape átomos de hidrógeno en su estructura cristalina. Los hidruros tienen la propiedad de que se pueden utilizar para almacenar hidrógeno durante muchos ciclos de asociación-disociación, sin que se reduzca su capacidad de almacenamiento.

El hidrógeno puede almacenarse en forma de hidruro por simple compresión, generalmente a presiones entre 3 y 6 MPa.

En las siguientes tablas se muestra una lista de las propiedades de algunos hidruros metálicos, así como la energía al almacenar hidrógeno en hidruros metálicos comparado con otros combustibles.

| Composición inicial y final | Peso disponible (%H ₂) | Temperatura de equilibrio a 1atm del H ₂ (°C) | Proporción de disociación en la combustión |
|---|------------------------------------|--|--|
| Li → LiH | 12.7 | 800 | 0.75 |
| Mg → MgH ₂ | 7.7 | 290 | 0.31 |
| Ca → CaH ₂ | 8 | 920 | 0.72 |
| Na → NaH | 2 | 528 | 0.42 |
| MgNiH _{0.3} → Mg ₂ NiH _{4.2} | 3.5 | 250 | 0.27 |
| K → KH | 2.5 | 715 | 0.47 |
| UH _{0.95} → UH _{2.0} | 2.0 | 12 | 0.17 |
| FeTiH _{0.1} → FeTiH _{1.0} | 0.9 | 0 | 0-10 |

Tabla 24. Propiedades de algunos hidruros metálicos

| Combustibles y almacenamiento | Densidad de energía de almacenamiento | | Almacenamiento de 3kg de H ₂ (360MJ) | | Almacenamiento de 10kg de H ₂ (1200MJ) | |
|-------------------------------|---------------------------------------|------|---|------|---|------|
| | MJ/kg | MJ/l | kg | l | kg | l |
| Gasolina | 43 | 32 | 8.3 | 11.3 | 28 | 37.5 |
| H ₂ líquido | 120 | 8.5 | 3 | 42.3 | 10 | 141 |
| FeTiH | 1.80 | 3 | 200 | 84 | 665 | 280 |
| MgH ₂ | 8.73 | 7.85 | 41.3 | 46 | 138 | 153 |

Tabla 25. Valoración del almacenamiento en hidruros metálicos

En resumen, este procedimiento es una forma muy segura y fiable de almacenar el hidrógeno, pero resulta costosa y necesita aporte de energía para recuperar el hidrógeno.



7.6.2. Selección de la tecnología de almacenamiento

El método de almacenamiento de hidrógeno seleccionado es mediante hidruros metálicos. Se ha seleccionado esta tecnología por ser una de las más seguras y desarrolladas actualmente, además de necesitar unas presiones de operación bastante inferiores a otros sistemas.

Los tanques de hidruros metálicos escogidos son el modelo HBond 7000L, de la marca ARIEMA. La capacidad de almacenamiento de cada tanque es de 54 kg de hidrógeno.

7.7. Coste de la planta

El único dato disponible es el de la inversión inicial que asciende a 17 millones de euros. Este coste comprende todos los elementos del sistema de las siete etapas explicado, que incluye:

- Pretratamiento de secado
- Sistema completo de plasma incluyendo la antorcha de seguridad
- Sistema de recuperación de calor
- Sistema de limpieza de gases: ciclón, quench y scrubber
- Extractor



Capítulo 8: Pilas de combustible

8.1. Introducción

Las pilas de combustible son reactores electroquímicos que convierten la energía química contenida en un combustible en energía eléctrica sin que tenga lugar ningún proceso de combustión.

Esta transformación electroquímica no está limitada por el rendimiento de Carnot, pudiéndose obtener rendimientos considerablemente altos en torno al 40 o 50%. Es preciso destacar que, a diferencia de otras tecnologías, el rendimiento es relativamente alto para diferentes potencias en un mismo sistema, por lo que la eficiencia no depende del nivel de producción.

Las principales ventajas que presentan las pilas de combustible son:

- Pueden seguir de forma casi instantánea la curva de demanda debido a que son sistemas con muy poca inercia.
- Poseen un carácter modular que permite aumentar o disminuir la potencia sin modificar el diseño, consiguiendo una alta disponibilidad ya que la parada de un módulo no afectaría al funcionamiento del resto.
- No poseen partes móviles por lo que son silenciosas y no producen vibraciones, requiriendo un bajo mantenimiento.

Cabe destacar que la diferencia principal entre las pilas de combustible y los dispositivos de combustión interna es que éstos últimos convierten energía térmica en energía mecánica, estando limitada la eficiencia del proceso por el rendimiento de Carnot.

Con respecto a las baterías, cuando se consumen los reactivos químicos almacenados dentro de esta, ya no es posible la producción de energía, no pueden proporcionar un flujo continuo. Por el contrario, las pilas de combustible pueden suministrar corriente eléctrica de forma continua mientras se les suministre el combustible y el oxidante necesarios.

Con todo lo anterior resulta evidente que las pilas de combustible son la tecnología de reserva más óptima para incorporar a la microrred.

8.2. Principio de funcionamiento

Las pilas de combustible son un dispositivo muy simple formado por dos electrodos separados mediante un electrolito, material que permite el paso de iones, pero no de electrones.

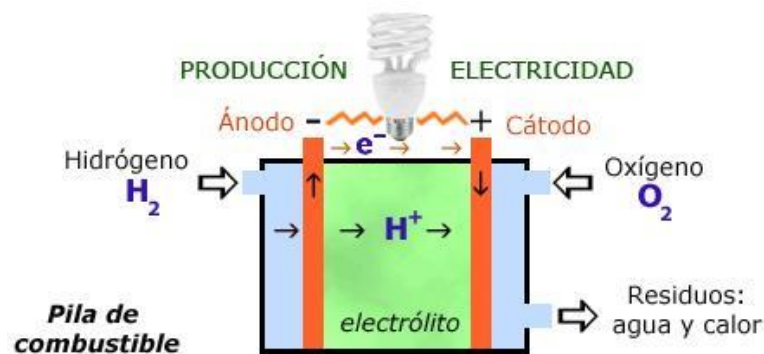


Figura 49. Esquema de funcionamiento pila de combustible

En el electrodo negativo, ánodo, se produce la oxidación del hidrógeno, mientras que, en el positivo, cátodo, tiene lugar la reducción del oxígeno del aire. A continuación, se muestran cada una de estas reacciones:

- Reacción en el ánodo: $2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$
- Reacción en el cátodo: $O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$

En la reacción en el ánodo se muestra que, al introducir el hidrógeno, el catalizador facilita la disociación en electrones y protones. Éstos, al atravesar la membrana electrolítica, se combinan con el oxígeno y los electrones en el lado del cátodo. Los electrones fluyen del ánodo al cátodo por un circuito externo que alimenta los dispositivos eléctricos.

Por tanto, el hidrógeno y el oxígeno se combinan para formar agua, generando electricidad y calor.

La Figura 49 es el esquema de una celda electroquímica que produce aproximadamente 1 V. Para conseguir una mayor potencia se apilan el número de celdas necesarias.

8.3. Tipos de pilas

La clasificación más utilizada de las pilas de combustible se realiza en función del electrolito que utilizan.

Aunque los principios de funcionamiento de todas ellas son los mismos, el uso de distintos electrolitos permite adecuar las pilas a distintas aplicaciones y usos.

En la siguiente tabla se muestra los distintos tipos de pilas de combustible:

| | PEMFC | AFC | PAFC | MCFC | SOFC | DMFC |
|--------------------------|--|--|--|-----------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| Electrolito | Membrana de Polímero Sólido | Solución Alcalina | Ácido Fosfórico | Carbonatos Fundidos | Óxido Sólido | Membrana de Polímero Sólido |
| Temperatura Trabajo (°C) | 60 – 80 | 100 – 120 | 200 – 250 | 600 – 700 | 800 – 1000 | 50 -120 |
| Combustible | Hidrógeno | Hidrógeno | Hidrógeno Gas Natural | Gas Natural | Gas Natural | Metanol |
| Ventajas | Baja Tª Arranque rápido Baja corrosión y mantenimiento | Mayor eficiencia Reacción catódica más rápida | Acepta H2 con 1% de CO | Reformado interno Cogeneración | Reformado interno Cogeneración | No necesita reformador de combustible |
| Aplicaciones | Transporte Portátiles Residencial | Espaciales | Generación eléctrica distribuida Automoción | Generación eléctrica | Generación eléctrica | Portátiles |

Tabla 26. Tipos de pilas de combustible en función del electrolito utilizado

En la clasificación anterior se observa que cada tipo de pila de combustible se adapta a una aplicación determinada. Para este proyecto, las pilas más adecuadas son las de baja temperatura que utilizan como combustible hidrógeno. Por lo tanto, el estudio se centrará en las tecnologías que cumplen estos dos requerimientos: PEMFC, AFC y PAFC.

8.3.1. Membrana de intercambio de protones PEMFC

Estas pilas utilizan como electrolito un polímero sólido y electrodos porosos de carbono que contienen un catalizador de platino. Utilizan hidrógeno puro como combustible y no precisan de fluidos corrosivos para su funcionamiento como otras pilas de combustible.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

La opción más habitual es una membrana perfluorosulfonada que absorbe el agua. Los electrodos son platino (Pt) o aleaciones de platino sobre carbono. La unión electrodo-membrana se conecta en serie utilizando placas bipolares.

Características principales

La temperatura de operación está en torno a los 80°C, presentando una eficiencia del 40-50% aproximadamente. El hecho de trabajar a baja temperatura hace que los problemas de corrosión sean mínimos. Adicionalmente, la baja temperatura permite un arranque rápido que implica un menor desgaste de los componentes del sistema, aumentando su vida útil.

La densidad energética es elevada por lo que tienen la ventaja de ser ligeras y con un tamaño reducido en comparación con otras pilas.

Con respecto a la membrana, presenta las siguientes ventajas:

- Alta resistencia química
- Muy resistentes mecánicamente, por lo que pueden ser muy delgadas
- Son ácidas
- Absorben gran cantidad de agua
- Alta conductividad de protones

El inconveniente es que los catalizadores de platino encarecen mucho el sistema. Adicionalmente, el uso de catalizadores de platino en bajas temperaturas exige una alta pureza del combustible utilizado, dado que la presencia de CO aún en cantidades muy pequeñas (por debajo de 100 ppm) arruina los electrodos.

Con respecto a la presión de operación, las pilas pequeñas trabajan a la presión del aire, pero a partir de 10 kW suelen operar a altas presiones. Sólo el aire debe ser comprimido, el combustible proviene de un contenedor ya presurizado.

A continuación, se muestra el esquema de una pila de combustible PEMFC:

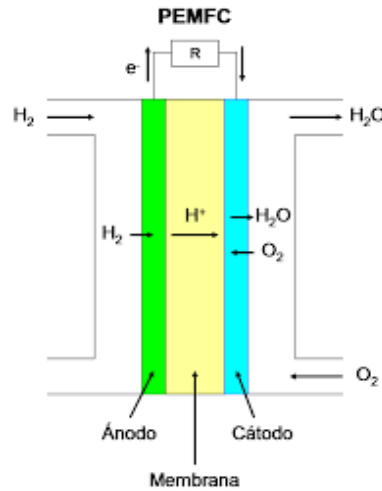


Figura 50. Esquema pila de combustible PEMFC

8.3.2. Pila de combustible alcalina AFC

El electrolito empleado es una disolución de hidróxido de potasio (KOH) en agua y se pueden usar gran variedad de metales no preciosos como catalizadores en el ánodo y el cátodo.

Características principales

El electrolito está contenido en una matriz de amianto y puede usar Ni, Ag, óxidos metálicos y metales nobles como catalizador en los electrodos. Las pilas AFC requieren una gran pureza de H_2 y O_2 ya que, debido a las bajas temperaturas de operación, incluso concentraciones muy bajas de CO pueden desactivar el catalizador y el CO_2 reacciona con el electrolito. Este proceso de purificación encarece el coste de la pila y reduce su vida útil.

Las pilas AFC presentan un rendimiento mayor al 50% después de 8000 horas de trabajo, debido a la velocidad a la que se producen en ellas las reacciones. Para amortizar la inversión deben trabajar más de 40.000 horas, lo cual resulta difícil de conseguir debido a la degradación de los componentes.

El sobrevoltaje de activación en el cátodo es generalmente menor que con un electrolito ácido, permitiendo altos voltajes de operación, bastante más altos que en las pilas PEMFC.

Con respecto a la presión de operación, en la siguiente gráfica se muestra la relación temperatura/presión en función del tipo de electrolito:

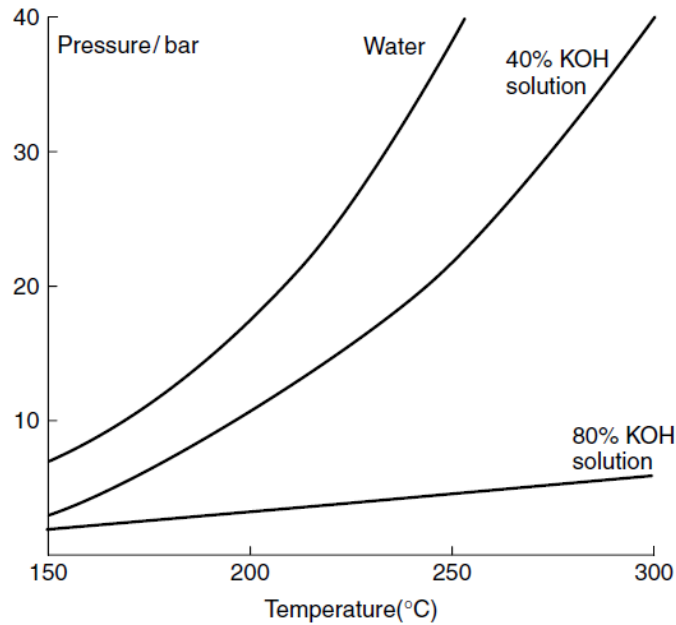


Figura 51. Relación temperatura/presión en función del tipo de electrolito en pilas AFC

A partir de la Figura 51 se aprecia que cuanto mayor sea el porcentaje de hidróxido de potasio en agua es necesaria una menor presión de operación a bajas temperaturas.

A continuación, se muestra el esquema de una pila AFC:

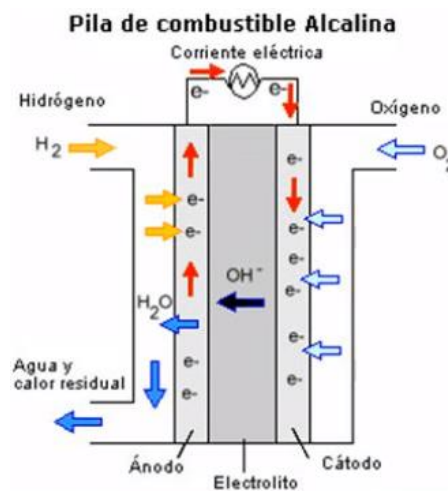


Figura 52. Esquema de pila de combustible alcalina (AFC)



Las reacciones que tienen lugar en el ánodo y en el cátodo se describen a continuación:

- Reacción en el ánodo: $2H_2 + 4OH^- \rightarrow 4H_2O + 4e^-$
- Reacción en el cátodo: $O_2 + 4e^- + 2H_2O \rightarrow 4OH^-$

8.3.3. Pila de combustible de ácido fosfórico PAFC

Esta pila tiene como electrolito ácido fosfórico (H_3PO_4) líquido y electrodos de carbono que contienen un catalizador de platino (Pt).

Características principales

La temperatura de operación está comprendida entre 150 y 200°C y la eficiencia está en torno al 40%.

El ácido fosfórico es el único ácido inorgánico común con la suficiente estabilidad química, térmica y electroquímica, así como una baja volatilidad para ser considerado como un electrolito en pilas de combustible. Además, a diferencia de las pilas AFC explicadas anteriormente, el ácido fosfórico admite la presencia del CO_2 del combustible y del oxidante.

El electrolito se deposita en una matriz porosa de carburo de silicio (SiC) que impide las fugas por efecto capilar. Esta matriz tiene un espesor de aproximadamente 0,15 mm con el objetivo de conseguir bajas pérdidas a la vez que garantiza la resistencia mecánica necesaria y evita el paso de gases de reactivo de un lado de la célula al otro.

Las pilas PAFC tienen habitualmente un gran peso y tamaño así como un precio más elevado que otras pilas que producen la misma energía. El hecho de que utilicen un catalizador de platino incrementa también el coste.

Además, estas pilas necesitan un catalizador de platino, lo que incrementa el coste.

Con respecto a los electrodos, éstos son de carbón poroso impregnado de platino. El carbón proporciona microporos en el electrodo con el fin de conseguir la difusión máxima del gas al catalizador y como interfaz de electrodo/electrolito además de incrementar la conductividad eléctrica del catalizador.

En la Figura 53 que se muestra a continuación, se observa de forma esquemática el funcionamiento de la pila de combustible de ácido fosfórico:

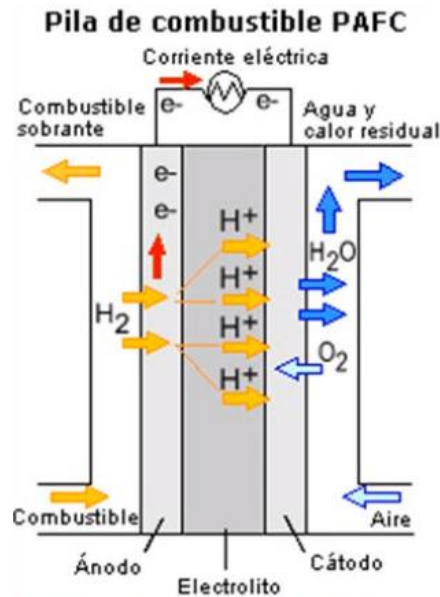


Figura 53. Esquema de pila PAFC

En el ánodo, el hidrógeno se separa en dos protones H⁺, que atraviesan el electrolito hasta el cátodo. Los dos electrones obtenidos, pasan por un circuito externo hasta el cátodo. En el cátodo, los electrones y los protones reaccionan con el oxígeno generándose agua. Dichas reacciones se indican a continuación:

- Reacción en el ánodo: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$
- Reacción en el cátodo: $\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$

8.4. Selección de la pila de combustible

A partir de todos los tipos de pilas explicados, la tecnología seleccionada para la microrred será la PEMFC. La única restricción que presentan estas pilas es la alta pureza del combustible utilizado, pero debido a que dicha pureza está garantizada con la tecnología del plasma, este factor no es una limitación.

Las pilas PEMFC tienen un rendimiento en torno al 50%, una elevada capacidad de potencia, una larga vida útil y un arranque rápido debido a que al ser de baja temperatura necesitan menos tiempo de calentamiento. Esta última característica es



muy importante dado que, al ser el sistema de reserva de la microrred, es necesario que sean capaz de conectarse de forma inmediata.

Adicionalmente, estas pilas están en una fase de investigación relativamente superior al resto de tecnologías, lo que simplifica el proceso de instalación y mantenimiento.

Las pilas seleccionadas son del fabricante Ballard, y tal como se especifica en el anexo cada célula tiene una potencia de 1 MW para una entrada de hidrógeno de 63 kg/h.

8.5. Producción de energía

Cada pila tiene una capacidad de generación de 1 MW para una entrada de hidrógeno de 63 kg/h. Dado que la demanda máxima de la microrred es de 50 MW, será necesario utilizar 50 células para el correcto abastecimiento eléctrico. Teniendo en cuenta que el rendimiento de las pilas de combustible es del 40%, el flujo másico de hidrógeno necesario a la entrada de éstas es:

$$m_{H_2} = 50 \text{ unidades} \cdot \frac{63 \text{ kg/h}}{0,4} = 7875 \text{ kg/h}$$

A continuación, sabiendo que cada tanque de almacenamiento de hidrógeno tiene una capacidad de 54 kg, se calcula el número de unidades que serán necesarias:

$$\text{Tanques de almacenamiento} = \frac{7875}{54} = 146 \text{ unidades}$$

Con esto se concluye que con 146 tanques de almacenamiento se conseguiría cubrir el escenario más desfavorable en el que las energías renovables no están contribuyendo a la generación de electricidad y toda la demanda eléctrica debe ser cubierta con el hidrógeno generado por la planta de gasificación por plasma.





Capítulo 9: Red inteligente en Aranda de Duero

9.1 Introducción

En este capítulo se lleva a cabo un estudio de los posibles escenarios que se pueden dar en la microrred, y cómo se cubre la demanda eléctrica en cada uno de ellos.

Para el modelado de la demanda se han propuesto dos escenarios. En el primero de ellos se supone el caso más desfavorable posible en el que la demanda sea la máxima de forma constante. Para ello se ha tomado el dato de demanda máxima que se estudió en el apartado 0. El segundo escenario se adapta a la curva de demanda real y se analiza el comportamiento de la microrred frente a la ausencia de alguna tecnología no gestionable. De nuevo todos los datos y perfiles de generación son los obtenidos en el Capítulo 6.

Asimismo, se realizará un estudio de la cobertura de la demanda con cada tecnología en los distintos escenarios, así como un análisis de la dependencia de la microrred de la red general para asegurar la cobertura de la demanda de energía eléctrica.

9.2. Funcionamiento de la microrred

9.2.1. Generación no gestionable

Hay tres tecnologías no gestionables en la microrred: eólica, solar fotovoltaica y minihidráulica.

Se aplicará la prioridad de despacho del sistema eléctrico, la cual se garantiza que toda la energía producida en una instalación renovable será despachada a la red eléctrica, teniendo prioridad frente a la electricidad producida mediante energías convencionales.

Por lo tanto, las energías no gestionables siempre generarán toda la electricidad que sea posible, cubriendo el resto de la demanda mediante la tecnología no gestionable y la red general en caso de que sea necesario.



9.2.2. Generación gestionable: tecnología de gasificación por plasma

La planta de gasificación por plasma estará continuamente en funcionamiento, produciendo hidrógeno de forma constante. Este hidrógeno se utilizará para la producción de electricidad mediante las pilas de combustible en caso de que sea necesario o bien será almacenado para un uso posterior.

Hay que tener en cuenta la prioridad de despacho mencionada anteriormente, por la cual siempre se intentará cubrir la demanda con las tecnologías no gestionables, entrando en segundo lugar la electricidad producida por las pilas de combustible.

9.2.3. Intercambios con la red

Para garantizar la seguridad de suministro, la microrred estará interconectada a la red general. De esta forma, en caso de no poder abastecer la demanda mediante las tecnologías no gestionables y la electricidad proporcionada por las pilas de combustible, se optará por obtener el suministro de la red.

9.3. Escenarios

9.3.1. Escenario 1: Demanda máxima constante

Este primer escenario supone el caso más desfavorable posible en el que el valor de la demanda es el máximo de forma continuada. Para este caso, se supondrá la alternativa más óptima posible en la que todas las tecnologías de generación no gestionable están disponibles.

Para el análisis de la generación mediante energía solar y minihidráulica se han utilizado los perfiles de producción obtenidos en el apartado 0. El modelado de la producción eólica resulta especialmente complejo debido a la total aleatoriedad de esta energía. Por ello, su generación se ha modelado como una curva constante de valor la mitad de la potencia instalada, dónde se ha considerado el factor de carga de dicha tecnología. En la siguiente gráfica se muestra la demanda y la generación individual y acumulada resultante de todas las tecnologías no gestionables.

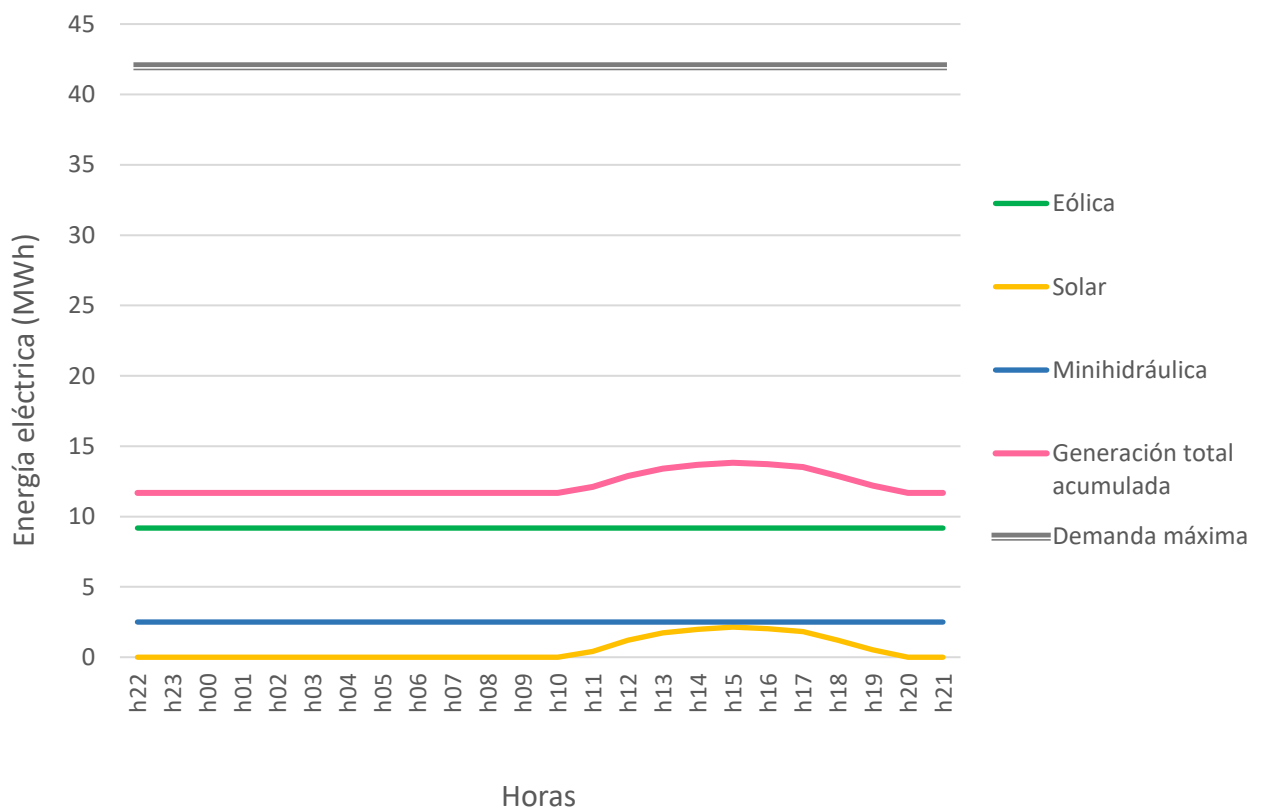


Figura 54. Perfil de generación con toda la generación no gestionable disponible [Elaboración propia]

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Como se ha explicado anteriormente, el cálculo de la energía eólica producida se ha llevado a cabo considerando una producción de la mitad de la potencia instalada (61,2 MW) y un factor de carga del 30%.

$$\text{Energía eólica} = 61,2 \cdot 0,5 \cdot 0,3 = 9,18 \text{ MWh}$$

En la Figura 54 se aprecia que no se puede abastecer la demanda máxima únicamente con la generación no gestionable, siendo necesario utilizar energía de las pilas de combustible.

A partir de la Figura 54 se deduce que la producción eléctrica necesaria a generar con las pilas de combustible resulta:

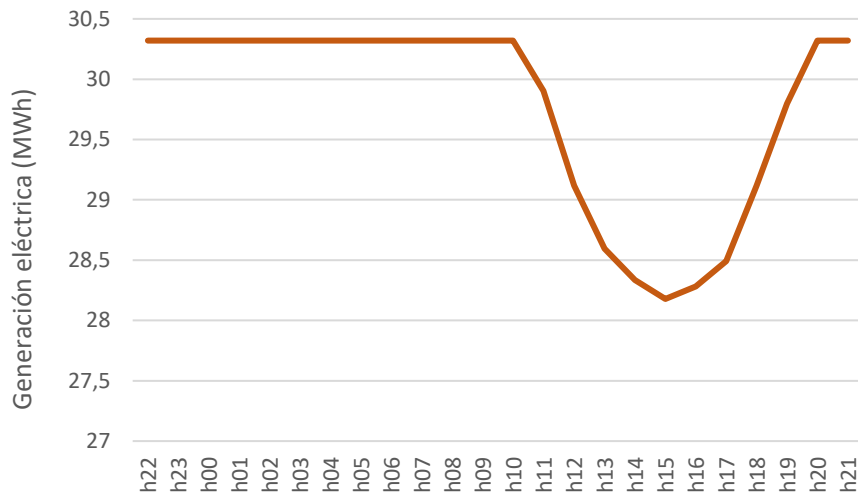


Figura 55. Energía producida mediante pilas de combustible en el Escenario 1 [Elaboración propia]

Para abastecer la electricidad mostrada en la gráfica anterior, y teniendo en cuenta que para que cada pila de combustible genere 1 MW necesita una entrada de hidrógeno de 157,5 kg/h, el hidrógeno necesario a la entrada de las pilas de combustible para satisfacer correctamente la demanda sería:

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

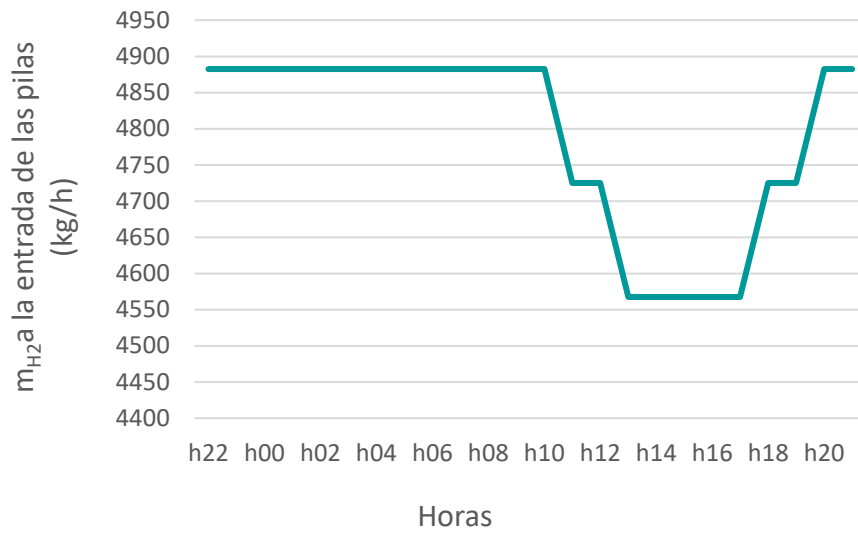


Figura 56. Flujo másico de entrada a las pilas de combustible en el Escenario 1 [Elaboración propia]

El flujo másico de hidrógeno a la salida de la planta de gasificación por plasma es de 1.022,33 kg/h, cantidad inferior a la necesaria para cubrir la demanda cada hora indicada en la Figura 56. Por lo tanto, en este escenario será necesario obtener energía de la red general para poder satisfacer la demanda.

El perfil de generación resultante, incluyendo las pilas de combustible se muestra a continuación:

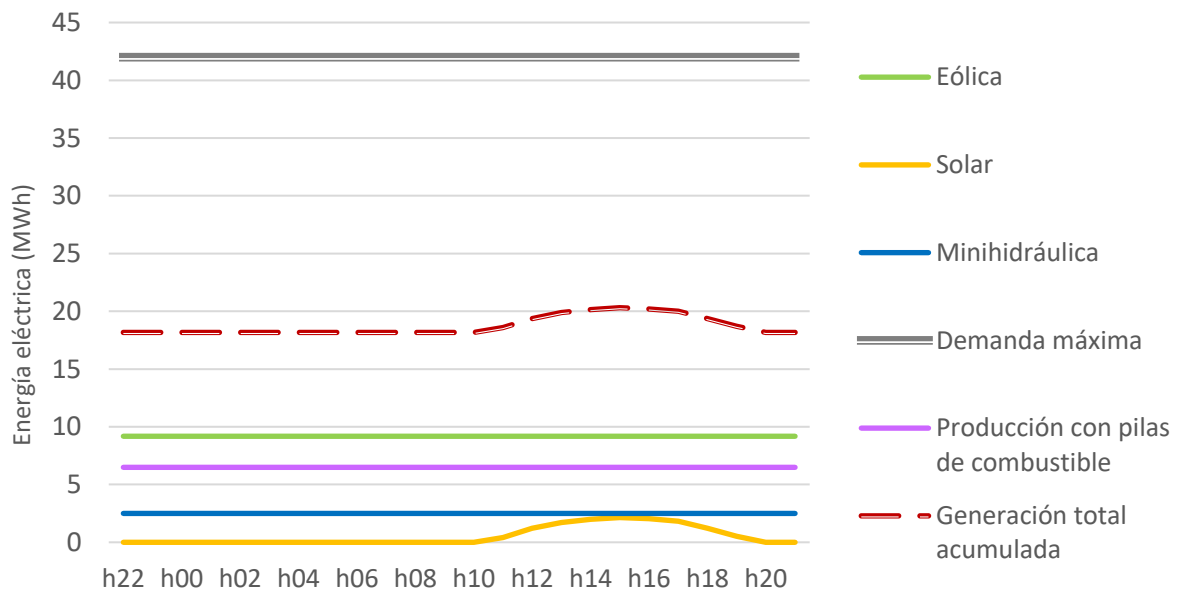


Figura 57. Perfil de generación incluyendo la generación gestionable [Elaboración propia]

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

El porcentaje de generación de cada tecnología se muestra a continuación:

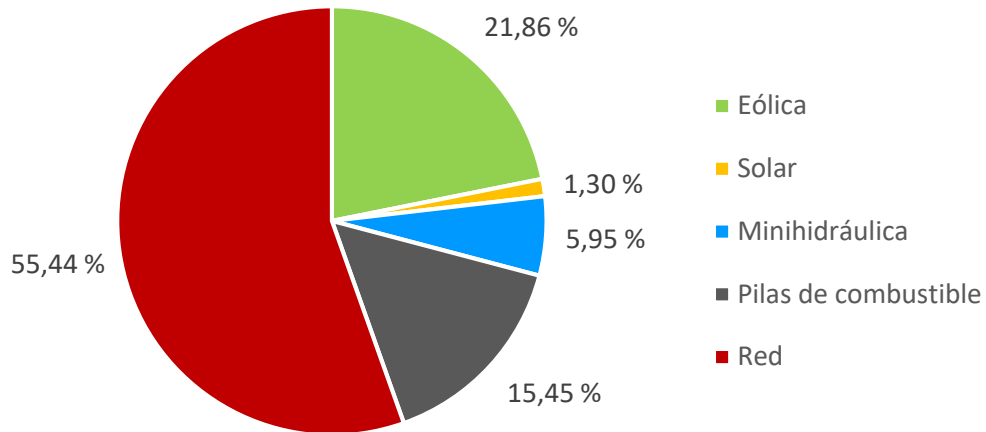


Figura 58. Producción porcentual de cada tipo de tecnología en el Escenario 1 [Elaboración propia]

Los resultados del primer Escenario muestran que la microrred es capaz de abastecer un 44,56% de la demanda eléctrica mediante todas las tecnologías disponibles. El restante 55,44% de electricidad debe ser importado por la red general.

Dado que el objetivo es reducir la dependencia eléctrica de la red general lo máximo posible, en el siguiente escenario se analizan distintos casos para una curva de demanda real, en lugar de suponer que la demanda es la máxima de forma constante.

9.3.2. Escenario 2: Curva de demanda real

En este escenario, se analiza el caso realista en el que la demanda eléctrica sigue la curva real. Debido a que el perfil de la demanda diaria tiene una forma similar todos los días, aunque sufre variaciones tanto en la forma como en los valores, se ha promediado el conjunto de numerosas muestras para la su correcta obtención.

El primer escenario que se estudiará será aquel más favorable en el que toda la generación no gestionable está disponible, seguido de aquellos en los que no se puede suministrar electricidad mediante alguna de dichas tecnologías.

Escenario 2.1: Toda la generación no gestionable disponible

Como se ha mencionado anteriormente, en este escenario se basa en que todas las energías renovables se encuentran disponibles. En la Figura 59 se muestra en gris la generación eléctrica total disponible con la microrred, esto es con las tres tecnologías renovables y las pilas de combustible. Cabe destacar que el modelado de la energía eólica se ha realizado suponiendo una generación constante de valor la mitad de la potencia instalada, por lo que en la actuación real habrá momentos en los que el porcentaje de cobertura de demanda de la microrred será mayor. En rojo se muestra la cantidad de electricidad que es necesario importar de la red hasta llegar a cubrir la curva de demanda real.

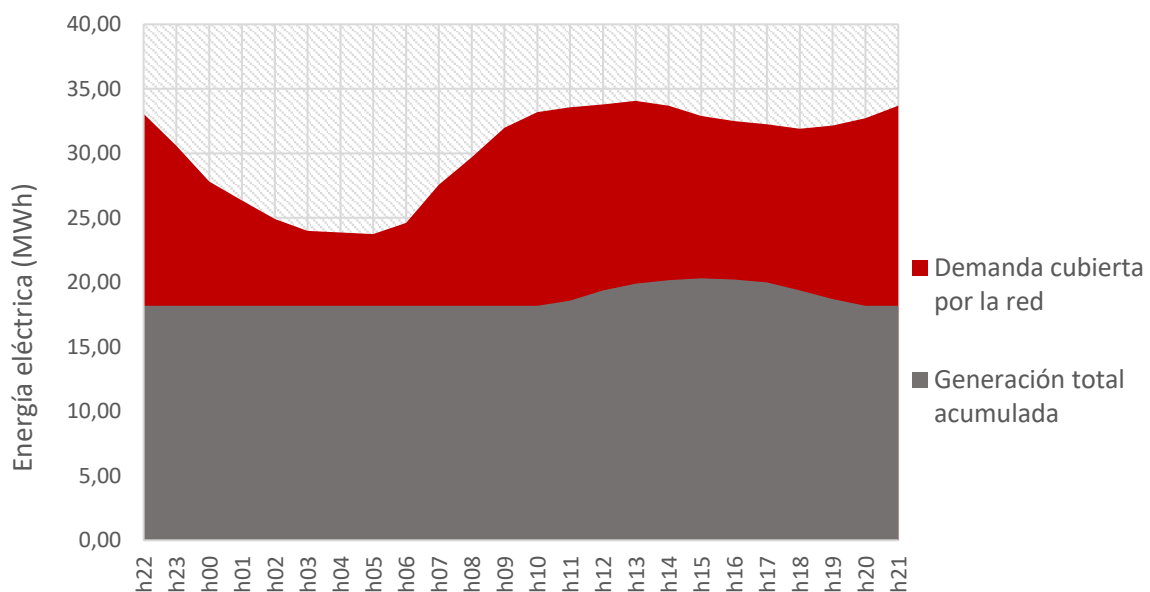


Figura 59. Cobertura de la demanda en el Escenario 2.1 [Elaboración propia]

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

En la Figura 60 se muestra el porcentaje de demanda cubierto por cada tecnología.

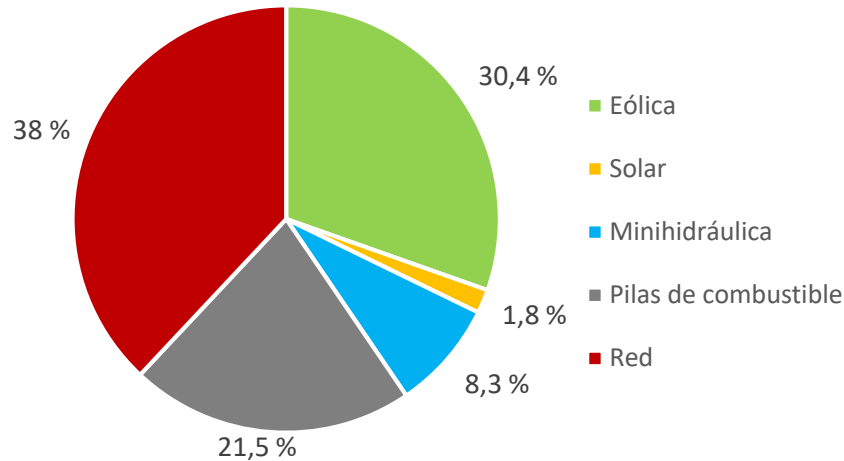


Figura 60. Porcentaje de la demanda cubierto por cada tecnología en el Escenario 2.1 [Elaboración propia]

Se aprecia que, como era de esperar, la cobertura de la demanda por la microrred es mayor que en el Escenario 1, dado que la curva de demanda se ajusta a la real. La tecnología que tiene una mayor influencia es la eólica, seguido de la aportación eléctrica de las pilas de combustible. En este escenario, la red sigue teniendo una participación notable en la cobertura de la demanda, representando el 38%.

Considerando el caso favorable en el que la producción eólica es del 80% de la capacidad instalada, el porcentaje de esta tecnología ascendería al 48,65%, siendo en este caso la dependencia de la red de un 20%.

En los siguientes escenarios se estudiará la ausencia de cada una de las tecnologías renovables. Como es de esperar, la dependencia de la red aumentará al disminuir la aportación eléctrica de la microrred. Se estudiará por tanto la dependencia de la red general en cada caso.

Escenario 2.2: Ausencia de energía eólica

Como se ha visto anteriormente, la energía eólica es aquella que tiene una mayor participación en la microrred. La Figura 61 muestra la producción porcentual de cada tecnología en este caso:

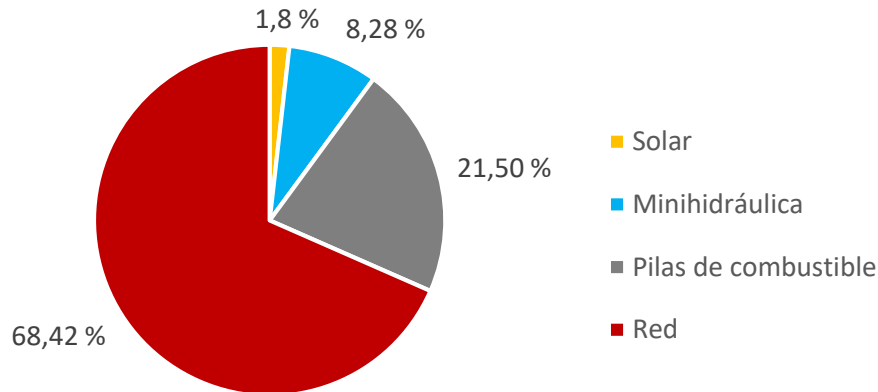


Figura 61. Porcentaje de la demanda cubierto por cada tecnología en el Escenario 2.2 [Elaboración propia]

En la gráfica se aprecia que, debido a que la energía eólica es la que presenta una mayor participación en la cobertura de la demanda, la carencia de esta tecnología implica el escenario con la mayor dependencia de la red general, ascendiendo esta cifra a un 68,42%.

Escenario 2.3: Ausencia de energía minihidráulica

A continuación, se muestra la producción porcentual de electricidad en el caso de que no haya generación minihidráulica disponible:

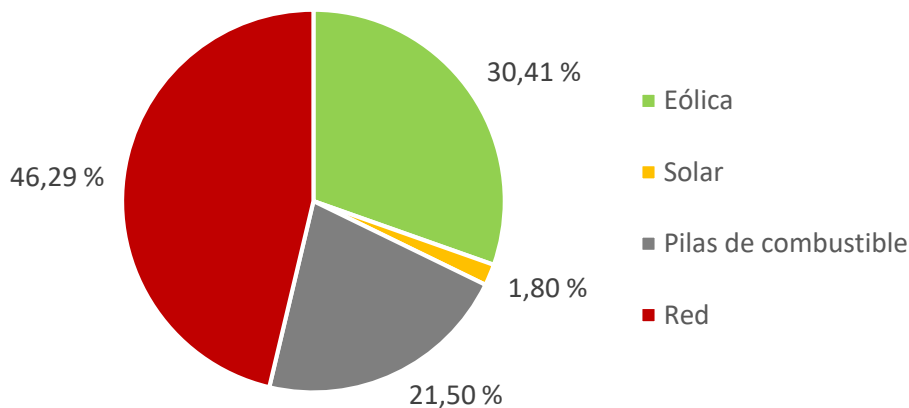


Figura 62. Porcentaje de la demanda cubierto por cada tecnología en el Escenario 2.3 [Elaboración propia]

Debido a que la energía minihidráulica es la segunda tecnología renovable que más presencia tiene en la microrred, su ausencia hace que la dependencia de la red general ascienda a un 46,29%. Esto representa un incremento del 21% con respecto al Escenario 2.1.

Escenario 2.4: Ausencia de energía solar

Por último, se muestran los resultados en el caso de que la producción solar fotovoltaica no se encuentre disponible:

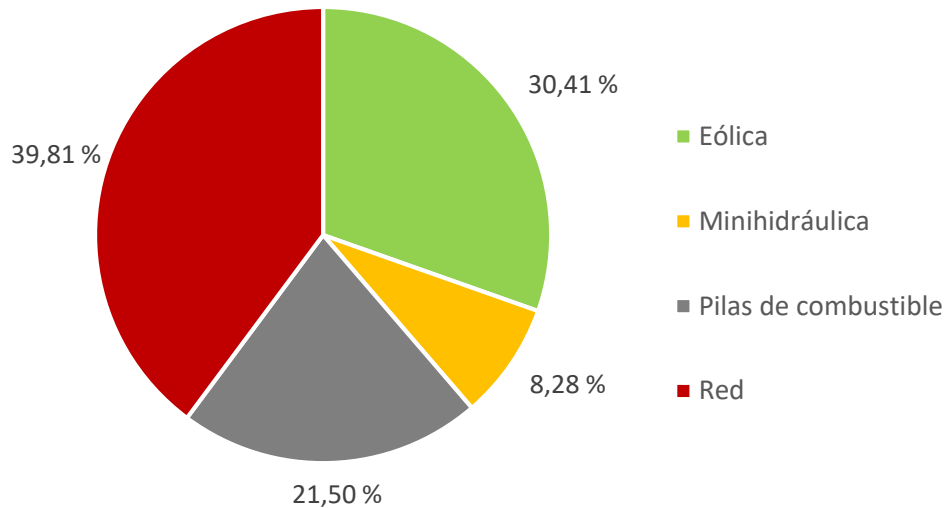


Figura 63. Porcentaje de la demanda cubierto por cada tecnología en el Escenario 2.4 [Elaboración propia]

Debido a que la participación de la energía solar es muy pequeña por las condiciones meteorológicas de la región de estudio, su ausencia no incrementa notablemente la dependencia de la red general.

9.4. Conclusiones

En la Figura 64 se resumen el porcentaje de cobertura de la demanda por la microrred y la red general en todos los escenarios en los que se considera la curva de demanda real:

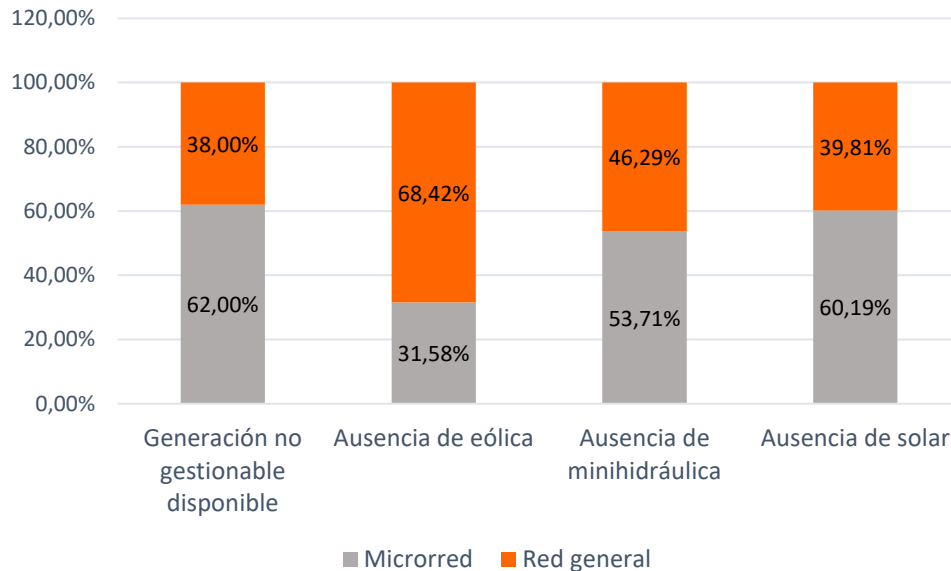


Figura 64. Distribución de la cobertura de la demanda en los distintos escenarios [Elaboración propia]

A partir de la gráfica se puede concluir que la dependencia de la red general en todos los escenarios es considerable.

En el estudio de las tecnologías en el entorno de Aranda de Duero llevado a cabo en el apartado 5.2.4. Centrales de cogeneración se obtuvo que la capacidad de las centrales instaladas en un entorno de 50 km era de 49,66 MW. Éstas no se incluyeron en la microrred debido a la imposibilidad de obtener los datos de generación por cuestiones de confidencialidad de dichas centrales. El estricto desarrollo de la microrred exigiría incluir estas centrales. Por lo tanto, se concluye que, incluyendo las centrales de cogeneración, se conseguiría disminuir la dependencia de la red general.

Sin embargo, el objetivo del proyecto no radica en demostrar que se puede cubrir la totalidad de la demanda mediante la tecnología de plasma y las tecnologías no gestionables, sino que, mediante el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos de la zona, y las energías limpias presente, se puede llevar a cabo una gran parte de la cobertura de la demanda de la zona.

Se demuestra que esta alternativa al sistema eléctrico actual resuelve en gran parte la problemática de gestión de residuos tanto orgánicos como forestales actualmente, y



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

aprovecha enormemente los residuos de la industria vitivinícola de la zona para la producción de electricidad, siendo además una fuente de generación gestionable.

Además, las tecnologías no gestionables que se incluyen en la microrred son una forma de energía limpia, caracterizándose por su baja emisión de gases tóxicos a la atmósfera, cumpliendo holgadamente con las directivas de emisiones marcadas por la Unión Europea. De esta forma se reducen las emisiones de CO₂ y CH₄, dos de los principales gases causantes del efecto invernadero. Esto se consigue dado que las tecnologías limpias utilizadas son un sustituto a las plantas de carbón emisoras de CO₂ y la planta de gasificación por plasma es una alternativa a los vertederos actuales que generan emisiones de CH₄.

Por otra parte, se consigue el objetivo de eliminar las pérdidas debidas al transporte y distribución, dado que todas las energías utilizadas se encuentran en un radio de 50 km de los puntos de consumo.

Finalmente se concluye que la microrred diseñada es capaz de sustituir al sistema eléctrico actual en la zona, garantizando la confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio.



PARTE II: ECONOMÍA

DEL PROYECTO





Capítulo 1: Estudio económico de las diferentes tecnologías

En este capítulo se estudiarán los costes de inversión y de explotación asociados a las distintas tecnologías que integran la microrred. Asimismo, se analizarán los costes totales y anuales de cada una de ellas.

1.1. Energía eólica

La microrred cuenta con dos instalaciones eólicas, cuyos datos se muestran a continuación:

| Parque eólico | Potencia instalada (MW) | Nº de aerogeneradores | Marca aerogenerador | Modelo | Producción anual (GWh) |
|------------------|-------------------------|-----------------------|---------------------|--------|------------------------|
| Piedras del Alto | 34 | 40 | GAMESA | G-52 | 71,4 |
| Grado | 27,2 | 32 | GAMESA | G-52 | 57,12 |
| Total | 61,2 | | | | 128,52 |

Tabla 27. Características parques eólicos de la microrred [Elaboración propia a partir de datos AEE]

1.1.1. Inversión inicial

El coste de inversión incluye los aerogeneradores, la infraestructura eléctrica que engloba la instalación del sistema eléctrico, el sistema de control y edificaciones auxiliares, la obra civil y la categoría varios que incluye la ingeniería del proyecto, las licencias y los gastos administrativos.

En la siguiente figura se muestran los porcentajes de cada una de las actividades que integran la inversión inicial:

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

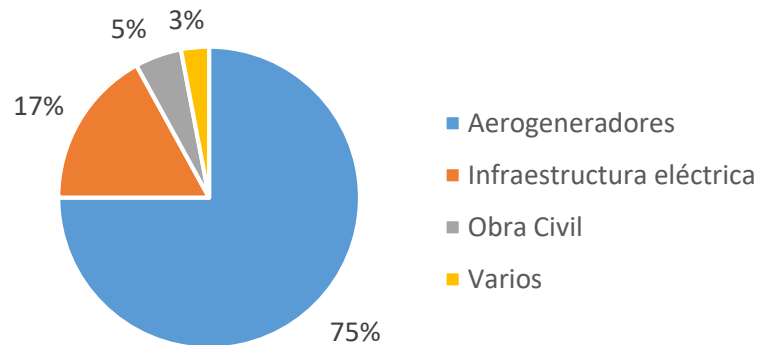


Figura 65. Porcentajes sobre la inversión inicial en la construcción de un parque eólico [Elaboración propia a partir de datos IEA]

En la gráfica se aprecia que el coste de los aerogeneradores supone un 75% de la inversión inicial.

A partir de los datos mostrados en la Tabla 27, de la distribución de costes mostrada en la Figura 65 y teniendo en cuenta que según los datos del IDAE el coste del aerogenerador es de 0,67 M€/MW los costes de inversión resultan:

| Parque eólico | Coste aerogeneradores (M€) | Coste infraestructura eléctrica (M€) | Coste obra civil (M€) | Coste Varios (M€) | Coste total (M€) |
|------------------|----------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-------------------|------------------|
| Piedras del Alto | 22,78 | 5,16 | 1,52 | 0,91 | 30,37 |
| Grado | 18,22 | 4,13 | 1,21 | 0,73 | 24,30 |
| Total | 41,00 | 9,29 | 2,73 | 1,64 | 54,67 |

Tabla 28. Costes de inversión de la energía eólica [Elaboración propia]

El coste de inversión se amortizará a lo largo de la vida útil de la instalación (30 años). Se supone un interés efectivo sobre el capital del 5%, obteniéndose la amortización anual a partir de la siguiente expresión:

$$P = C_o \cdot \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1}$$

Dónde:

P: Amortización anual

C₀: Coste de inversión total

r: interés efectivo

N: años de vida útil de la instalación

Por lo tanto, la amortización anual del coste de inversión de la energía eólica resulta:

$$P = 54,67 \cdot \frac{0,05 \cdot (1 + 0,05)^{30}}{(1 + 0,05)^{30} - 1} = 3,56 \text{ M€}$$

1.1.2. Costes de explotación

En este apartado, para realizar el estudio de los costes de explotación de las diferentes tecnologías, se supondrán que son constantes a lo largo de la vida útil de la instalación. El funcionamiento del parque eólico implica unos costes de explotación que se dividen en: operación y mantenimiento de los aerogeneradores y de la instalación, alquiler de terrenos, seguros e impuestos. Según los datos del IDAE, el porcentaje de cada uno de estos costes sobre el coste de explotación total se muestra a continuación:

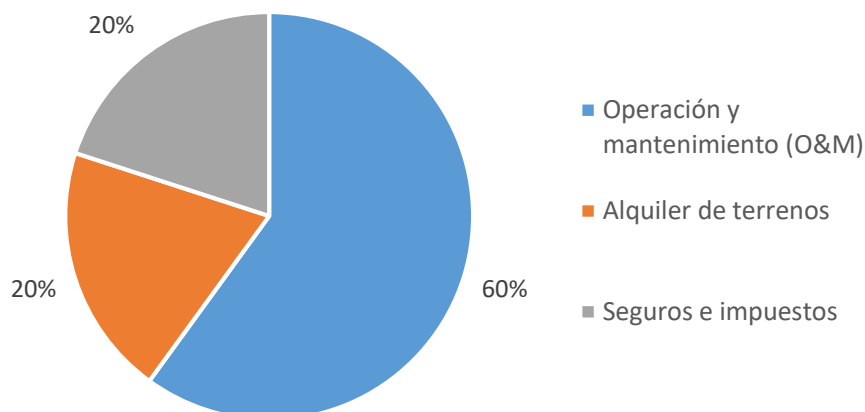


Figura 66. Porcentajes de los costes de explotación de un parque eólico [Elaboración propia a partir de datos del IDAE]



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Según el IDAE, el coste de operación y mantenimiento es de 0,03 M€/MW, el coste derivado del alquiler de terrenos, 0,01 M€/MW y el coste de seguros e impuestos 0,01 M€/MW. A partir de estos datos, el coste de explotación anual de los parques eólicos de la microrred resulta:

| Parque eólico | Coste O&M (M€) | Coste Alquiler terrenos (M€) | Coste Seguros e Impuestos (M€) | Coste total (M€) |
|------------------|----------------|------------------------------|--------------------------------|------------------|
| Piedras del Alto | 1,02 | 0,34 | 0,34 | 1,7 |
| Grado | 0,82 | 0,27 | 0,27 | 1,36 |
| Total | 1,84 | 0,61 | 0,61 | 3,06 |

Tabla 29. Costes de explotación energía eólica [Elaboración propia a partir de datos IDAE]

1.1.3. Resumen de los costes de generación

Para el cálculo de los costes totales de generación, se asume que la amortización es constante a lo largo de la vida útil de la instalación y se supone el mismo régimen de funcionamiento a lo largo de este periodo de tiempo. El resumen de los costes totales de generación se muestra a continuación:

| | Coste de inversión (M€) | Coste de operación (M€) | Coste total (M€) | Producción anual (GWh) |
|------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|------------------------|
| Total (30 años) | 54,67 | 91,8 | 198,6 | - |
| Anual | 3,56 | 3,06 | 6,62 | 128,52 |

Tabla 30. Costes totales de generación de la energía eólica [Elaboración propia]

A partir de los datos mostrados, el coste medio del kWh a lo largo de la vida útil de la instalación es de 0,0515 €.

1.2. Energía hidráulica

Las centrales hidráulicas de la microrred son de una potencia instalada inferior a 10 MW y de agua fluyente. Para estimar los costes de este tipo de tecnología se han utilizado los datos publicados por IEA.

1.2.1. Inversión inicial

La inversión de inicial de este tipo de centrales está compuesta por el coste del turbogenerador, el coste de compra e instalación de los equipos eléctricos y de control y la ingeniería y obra civil. Cada uno de estos porcentajes se muestran a continuación:

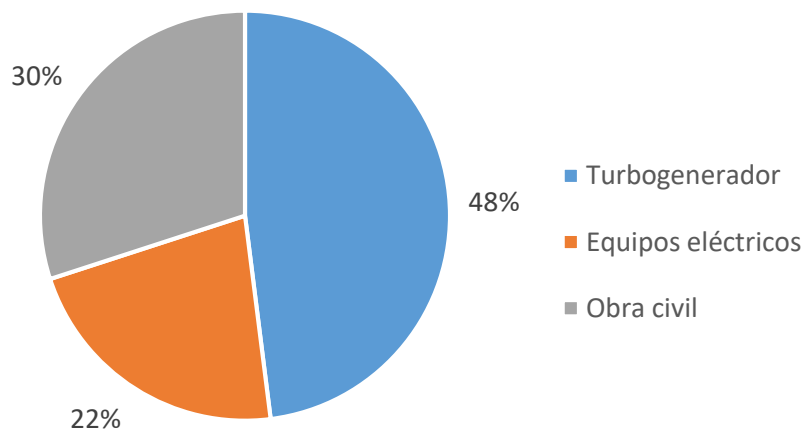


Figura 67. Porcentajes que componen el coste de inversión de la energía hidráulica [Elaboración propia a partir de datos IEA]

Para poder realizar el desglose de cada uno de estos porcentajes en las centrales de la microrred se ha tomado el dato del coste total de inversión proporcionado por IRENA (International Renewable Energy Agency) de 1650 USD/kW, lo que equivale a 1.412 €/kW. Por el desglose del coste de inversión de la energía hidráulica resulta:



| Nombre de la Instalación | Potencia Instalada (kW) | Coste turbogenerador (M€) | Coste equipos eléctricos (M€) | Coste obra civil (M€) | Total (M€) |
|-----------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------------|-----------------------|--------------|
| ARANDA II | 630 | 0,43 | 0,20 | 0,27 | 0,89 |
| VIRGEN DE LAS VIÑAS | 1832 | 1,24 | 0,57 | 0,78 | 2,59 |
| SALTO DE VADOCONDES | 1070 | 0,73 | 0,33 | 0,45 | 1,51 |
| EL SOTO | 75 | 0,05 | 0,02 | 0,03 | 0,11 |
| SAN MARTIN II | 986 | 0,67 | 0,31 | 0,42 | 1,39 |
| PUENTEDURA | 399 | 0,27 | 0,12 | 0,17 | 0,56 |
| PUENTEDURA | 222 | 0,15 | 0,07 | 0,09 | 0,31 |
| MOLINO QUINTANILLA DEL AGUA | 568 | 0,38 | 0,18 | 0,24 | 0,80 |
| GUMA | 2343 | 1,59 | 0,73 | 0,99 | 3,31 |
| EL VERGUERAL | 580 | 0,39 | 0,18 | 0,25 | 0,82 |
| LA RECORBA | 540 | 0,37 | 0,17 | 0,23 | 0,76 |
| Total | 9.245 | | | | 13,05 |

Tabla 31. Costes de inversión inicial de cada central minihidráulica [Elaboración propia]

Teniendo en cuenta que el número de horas anuales de dicha tecnología se estima en 2.300, la producción anual de energía minihidráulica resulta 21,26 GWh.

Procediendo de la misma forma que con la energía hidráulica, se obtiene que la amortización anual del coste de inversión de la energía minihidráulica resulta:

$$P = 13,05 \cdot \frac{0,05 \cdot (1 + 0,05)^{30}}{(1 + 0,05)^{30} - 1} = 0,849 \text{ M€}$$

1.2.2. Costes de explotación

Los costes de explotación de esta tecnología están asociados a los costes de operación y mantenimiento. Estos costes se suelen expresar como un porcentaje del coste de inversión por kW y por año. El dato proporcionado por IEA para centrales minihidráulicas está entre 2,2% y 3%, con una media global alrededor de 2,5%. Por lo tanto, se tomará el dato de 2,5%, resultando el coste total de explotación anual 23.150 €.

1.2.3. Resumen de los costes de generación

Utilizando la misma metodología de cálculo que para la energía eólica se obtiene:

| | Coste de inversión (M€) | Coste de operación (€) | Coste total (M€) | Producción anual (GWh) |
|------------------------|-------------------------|------------------------|------------------|------------------------|
| Total (30 años) | 13,05 | 694.500 | 26,16 | - |
| Anual | 0,849 | 23.150 | 0,872 | 21,26 |

Tabla 32. Costes de generación de la tecnología hidráulica [Elaboración propia]

A partir de los datos mostrados, el precio medio de esta tecnología es de 0,041 €/kWh.

1.4. Energía solar fotovoltaica

En la microrred hay un total de 98 centrales solares fotovoltaicas con una potencia total instalada de 5.224,34 kW. Se estima que la producción total es de 6.431 MWh. La hipótesis que se tomará tanto para el cálculo de la inversión inicial como para el cálculo de los costes de explotación es que sólo existe una planta de potencia la suma de todas las instalaciones.

1.4.1. Inversión inicial

El coste de inversión de esta tecnología está en torno a los 4 M€ por cada MW instalado, por lo que el coste de inversión inicial resulta:

$$\text{Coste de inversión} = \text{Potencia total instalada [MW]} \cdot \text{Coste del MW} \left[\frac{\text{M€}}{\text{MW}} \right]$$



$$\text{Coste de inversión} = 5,22 \text{ MW} \cdot 4 \frac{\text{M€}}{\text{MW}} = 20,88 \text{ M€}$$

1.4.2. Costes de explotación

Los costes de explotación de una central fotovoltaica se estiman en 52€ por MWh producido, resultando por tanto el coste de explotación:

$$\text{Costes de explotación} = \text{Producción total [MWh]} \cdot \text{Coste del MWh} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

$$\text{Costes de explotación} = 6.431 \text{ MWh} \cdot 52 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 334.412 \text{ €}$$

1.4.3. Resumen de los costes de generación

Utilizando la misma metodología de cálculo que en las tecnologías anteriores se obtiene:

| | Coste de inversión (M€) | Coste de operación (M€) | Coste total (M€) |
|------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|
| Total (30 años) | 20,88 | 10,02 | 50,76 |
| Anual | 1,358 | 0,334 | 1,692 |

Tabla 33. Costes de generación de la energía solar fotovoltaica [Elaboración propia]

A partir de los datos mostrados se ha calculado que el precio medio de esta tecnología es de 0,263 €/kWh.

1.5. Tecnología de gasificación por plasma

Dentro del estudio de los costes de la planta de gasificación se distinguirán dos actividades principales: la gasificación de residuos por plasma y las pilas de combustible.

1.5.1. Gasificación de residuos

En este apartado se calculan los costes de una instalación de gasificación por plasma. En la elaboración de estos cálculos se utilizarán los parámetros e hipótesis publicadas en la Orden ETU/360/2018, donde se establecen los parámetros retributivos aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En primer lugar, se debe determinar el tipo de instalación, siendo la más similar el grupo C.1. de valorización energética de residuos sólidos urbanos.

Los parámetros de esta categoría son una vida útil regulatoria de 30 años y una retribución a la inversión de 381.543 €/MW.

Para un estudio más realista y específico de los costes de la planta de plasma, se han tomado como datos de referencia la central de Utashinai, Japón, de 100 TPD, extrapolándose los datos a la planta de estudio de 250 TPD. Procediendo de la misma forma que con el cálculo de energías renovables, se han obtenido los siguientes costes:

| | Coste de inversión (M€) | Coste de operación (M€) | Coste total (M€) |
|------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------------|
| Total (30 años) | 52,5 | 3,59 | 106,2 |
| Anual | 3,42 | 0,12 | 3,54 |

Tabla 34. Costes de generación de la tecnología de plasma [Elaboración propia]

1.5.2. Pilas de combustible

Las pilas de combustible son el sistema de reserva gestionable de la microrred. Los datos que se utilizan en este apartado se han extraído del proyecto de fin de carrera de Ángel Ramos Valle.



Inversión inicial

En el estudio de costes de esta tecnología también se incluye el almacenamiento de hidrógeno. Los costes de inversión totales son de 2,61 M€ por MW instalado.

Teniendo en cuenta que la planta de gasificación cuenta con 50 pilas de combustible de 1 MW cada una, es decir con 50 MW, el coste total de inversión es de 130,5 M€.

Procediendo de la misma forma que con el resto de tecnologías y considerando un interés del 5%, los costes de amortización anuales resultan:

$$P = 130,5 \cdot \frac{0,05 \cdot (1 + 0,05)^{30}}{(1 + 0,05)^{30} - 1} = 8,49 \text{ M€}$$

Costes de explotación

Se estima que los costes de explotación son de 14,92€/MWh. Como se estudió en el apartado 0 las pilas de combustible estarán funcionando de forma continua produciendo 6,49 MW cada hora, alcanzando un total de 155,78 MWh diarios. A partir de estos datos, los costes de explotación resultan 0,848 M€ anuales.

Resumen de costes de generación

En la tabla que se adjunta a continuación se recogen los costes de generación totales derivados únicamente de la producción de las pilas de combustible. El hecho de que los costes sean tan elevados radica en que se trata de una tecnología no madura, que debe ser optimizada con el tiempo.

| | Coste de inversión (M€) | Coste de operación (M€) | Coste total (M€) |
|------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|
| Total (30 años) | 130,5 | 25,44 | 280,2 |
| Anual | 8,49 | 0,848 | 9,34 |

Tabla 35. Costes de generación de las pilas de combustible [Elaboración propia]



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

A continuación, se muestran los costes de generación totales de las pilas de combustible, afectados por los costes de la planta de gasificación. El coste de inversión total es la suma de los costes de inversión de la planta de plasma y de las pilas de combustible. Para obtener la amortización anual de dicho coste se ha procedido de la misma forma que con el resto de tecnologías. Los costes de operación anuales serán de nuevo la suma de los costes de explotación anuales de la planta de plasma y de las pilas de combustible. El resumen de todos los costes se indica en la siguiente tabla:

| | Coste de inversión (M€) | Coste de operación (M€) | Coste total (M€) | Producción anual (GWh) |
|------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| Total (30 años) | 183 | 29,04 | 386,04 | - |
| Anual | 11,90 | 0,968 | 12,868 | 56,86 |

Tabla 36. Costes de generación totales de las pilas de combustible [Elaboración propia]

A partir de los datos mostrados se ha calculado que el precio medio de esta tecnología es de 0,226 €/kWh.



Capítulo 2: Estudio económico del conjunto de la microrred

2.1. Resumen de las tecnologías de generación

Una vez analizados individualmente los costes de cada una de las fuentes energéticas, en la siguiente tabla se recoge el resumen de todos los costes con el fin de realizar un análisis global de la microrred:

| Tecnología | Coste de inversión anual (M€) | Coste de operación anual (M€) | Producción anual (GWh) | Coste medio (€/kWh) |
|----------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------------|---------------------|
| Eólica | 3,56 | 3,06 | 128,52 | 0,052 |
| Minihidráulica | 0,849 | 0,023 | 21,26 | 0,041 |
| Solar fotovoltaica | 1,358 | 0,334 | 6,431 | 0,263 |
| Pilas de combustible | 11,90 | 0,968 | 56,86 | 0,226 |

Tabla 37. Resumen de costes de todas las tecnologías de generación [Elaboración propia]

En la siguiente gráfica se muestran los costes de inversión y de explotación de cada tecnología:

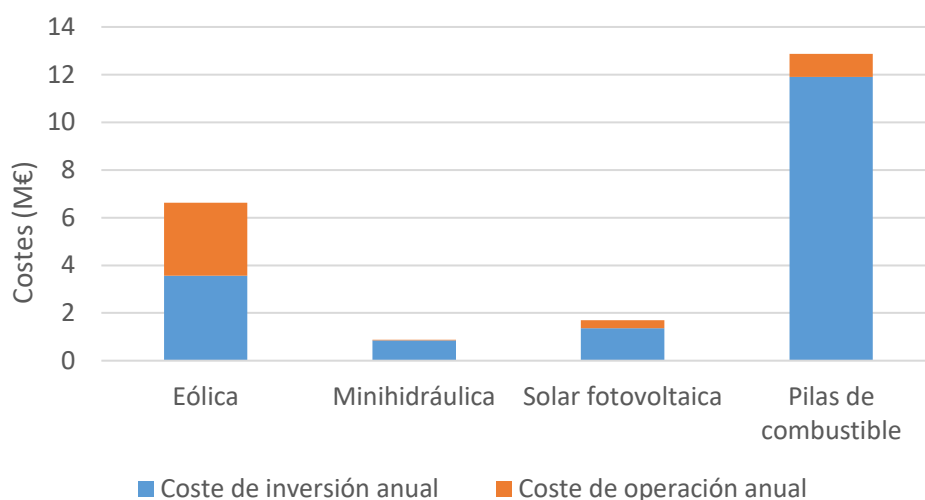


Figura 68. Costes de inversión y explotación de cada tecnología [Elaboración propia]

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

A partir de la gráfica se aprecia claramente que las pilas de combustible, que engloban también la tecnología de plasma es la tecnología que requiere una mayor inversión. Esto es debido a que las pilas de combustible son una tecnología que está comenzando a desarrollarse, por lo que los costes son todavía muy elevados. Con respecto al resto de tecnologías renovables se aprecia que la minihidráulica y la solar fotovoltaica son más competitivas económicamente que la eólica, aunque se debe tener en cuenta que la producción eléctrica de ambas también es significativamente menor que la de la eólica.

En la siguiente gráfica se muestra el coste medio de la producción de electricidad de cada tecnología:

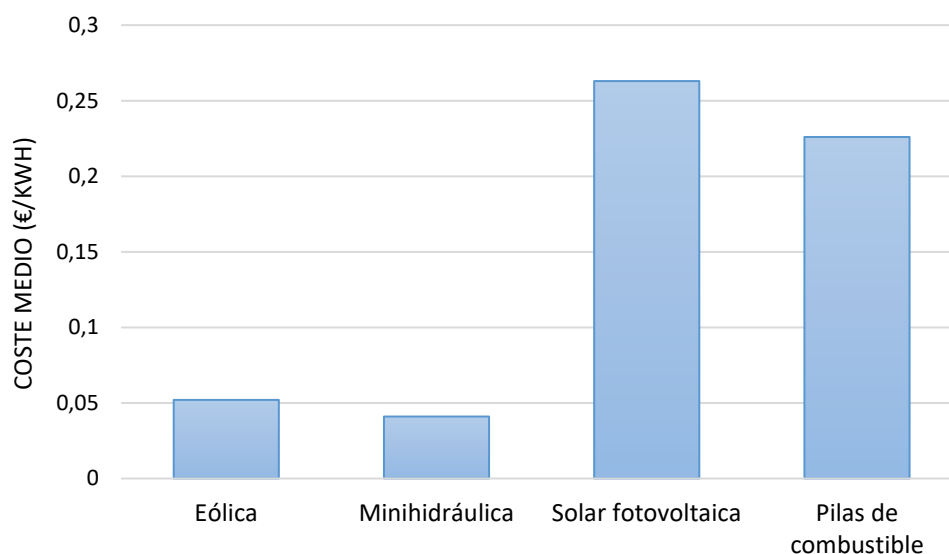


Figura 69. Coste medio de cada tecnología [Elaboración propia]

En la Figura 69 se observa que la energía solar fotovoltaica es la que presenta mayores costes de generación seguido de las pilas de combustible. El coste de las pilas de combustible engloba también la planta de gasificación y constituye el sistema de abastecimiento de energía gestionable en la microrred, por lo que es necesario incluirlo. Con respecto a la energía solar, a pesar de que los costes de inversión y mantenimiento son significativamente menores que los de la energía eólica, el hecho de que la producción sea bastante menor incide en que el coste del kWh se vea incrementado.

Finalmente, el hecho de que la energía eólica y minihidráulica tengan costes de generación tan bajos afecta favorablemente al desarrollo de la microrred, debido a que son dos tecnologías renovables que resulta imprescindible incluir en el mix energético de generación.

2.2. Evaluación económica del conjunto de la microrred

El término de energía activa de los precios para el pequeño consumidor aplicables a partir de la entrada en vigor de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a la energía eléctrica a partir de 2014, en la modalidad sin discriminación horaria es de 0,124107 €/kWh.

Actualmente, el reparto de la factura eléctrica se indica a continuación:

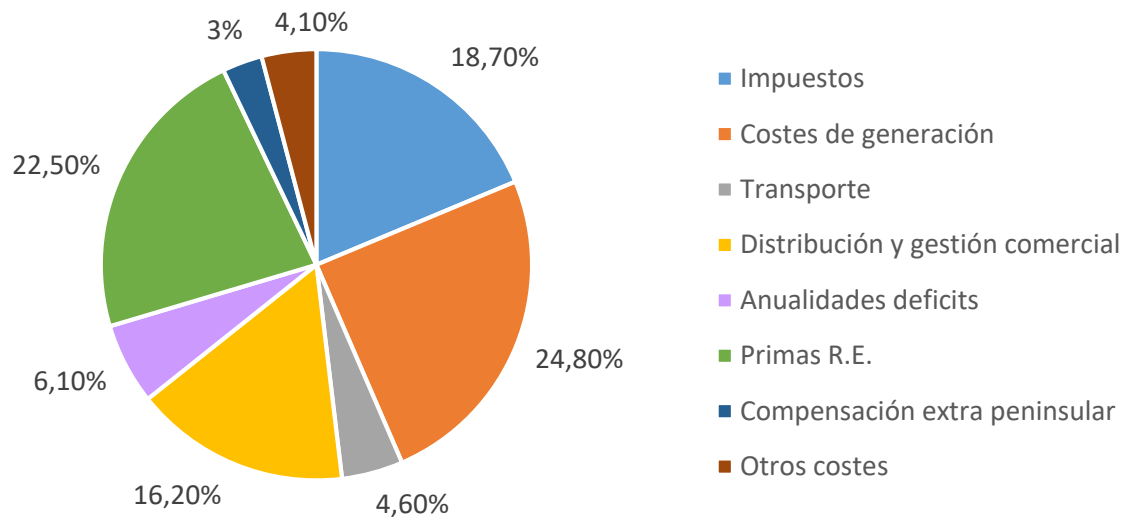


Figura 70. Reparto de la factura eléctrica en España [Elaboración propia a partir de datos UNESA]

Con la implantación de la microrred los costes de transporte, la anualidad del déficit, las primas de régimen especial y la compensación extra peninsular queda quedarían eliminados. Esto supone un total del 36,2% de la factura eléctrica, por lo que los costes de la electricidad quedarían en 0,07918 €/kWh.

El cálculo del coste de la energía producido por la microrred se realiza como una suma ponderada de los costes de generación de cada MWh producido por cada tipo de instalación. De acuerdo con las tecnologías de generación que conforman la microrred, el coste medio de producción a lo largo de la vida útil de la instalación es de 0,103704 €/kWh. Para calcular el coste final de la electricidad producida por la microrred es



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

necesario tener en cuenta los distintos escenarios estudiados en el apartado 0 Para hacer la suma ponderada del coste de la microrred y de la energía importada o exportada de la red. A partir de los datos del Omie se obtiene que el coste de la compra de electricidad es de 60 €/MWh, siendo el beneficio de 25 €/MWh para la compra de electricidad. Para estudiar si el precio de la electricidad con la microrred es competitivo se estudiará el caso más desfavorable en el que no se vende nada de electricidad, siendo necesario importar en cada uno de los escenarios estudiados los porcentajes calculados en la Figura 64. Con todo esto los costes quedan de la siguiente forma:

| Escenario | Coste de la electricidad (€/kWh) |
|---|----------------------------------|
| Toda la generación renovable disponible | 0,08709648 |
| Ausencia de energía eólica | 0,07380172 |
| Ausencia de energía minihidráulica | 0,08347342 |
| Ausencia de energía solar | 0,08630544 |

Tabla 38. Coste total de la electricidad en los diferentes escenarios de estudio [Elaboración propia]

A partir de los datos mostrados en la tabla se concluye que a pesar de tener que importar electricidad de la red general, los precios son más competitivos que con el sistema eléctrico actual.

Capítulo 3: Rentabilidad de la microrred

En este capítulo se estudiará la viabilidad del proyecto, calculándose los ingresos y el beneficio acumulado obtenido a lo largo de la vida útil de la microrred.

La inversión total es de 271,6 M€, mostrándose a continuación cómo se reparte dicho coste en las diferentes tecnologías:

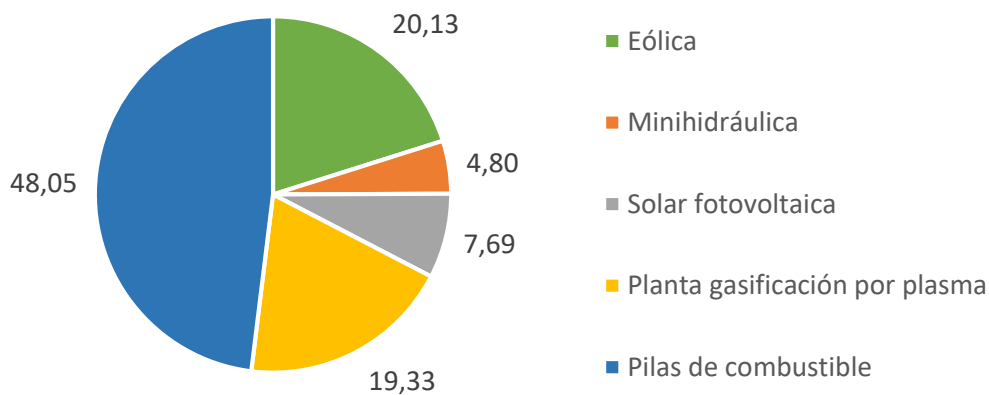


Figura 71. Porcentajes sobre la inversión inicial de cada tecnología [Elaboración propia]

En el cálculo del beneficio, se considerará como ingreso el ahorro obtenido por no tener que comprar electricidad. Dicho precio, como se ha indicado anteriormente es de 0,124107 €/kWh.

Se considerará la demanda media a lo largo del año en Aranda de Duero de 33 MW, con un consumo medio anual de 289,08 GWh.

En el cálculo de los costes, se considerará la inversión total inicial en el año 0 y en los años siguientes se considerará la suma del coste de inversión más el coste derivado de comprar energía de la red. Para estimar la cantidad de energía que es necesario importar de la red general se ha hecho un promedio de los distintos escenarios estudiados.

Los costes están divididos en dos columnas: la primera muestra los costes de inversión y de explotación y la segunda los costes derivados de la compra de electricidad de la red general necesaria anualmente.

Los costes e ingresos están influidos por el IPC, el cual se ha supuesto de un 2%.



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Con todo esto, la tabla que recoge el beneficio acumulado se muestra a continuación:

| | Inversión y C.E. | Compra electricidad | Costes totales | Ingresos | Beneficio | Beneficio acumulado |
|--------|-------------------------|----------------------------|-----------------------|-----------------|------------------|----------------------------|
| Año 0 | 271,6000 | 0,0000 | 271,6000 | 0,0000 | -271,6000 | -271,6000 |
| Año 1 | 4,3850 | 8,3481 | 12,9000 | 18,6093 | 5,7093 | -265,8907 |
| Año 2 | 4,4727 | 8,5150 | 13,1580 | 18,9815 | 5,8235 | -260,0672 |
| Año 3 | 4,5622 | 8,6853 | 13,4212 | 19,3611 | 5,9400 | -254,1272 |
| Año 4 | 4,6534 | 8,8590 | 13,6896 | 19,7484 | 6,0588 | -248,0685 |
| Año 5 | 4,7465 | 9,0362 | 13,9634 | 20,1433 | 6,1799 | -241,8885 |
| Año 6 | 4,8414 | 9,2169 | 14,2427 | 20,5462 | 6,3035 | -235,5850 |
| Año 7 | 4,9382 | 9,4013 | 14,5275 | 20,9571 | 6,4296 | -229,1554 |
| Año 8 | 5,0370 | 9,5893 | 14,8181 | 21,3763 | 6,5582 | -222,5972 |
| Año 9 | 5,1377 | 9,7811 | 15,1144 | 21,8038 | 6,6894 | -215,9078 |
| Año 10 | 5,2405 | 9,9767 | 15,4167 | 22,2399 | 6,8232 | -209,0847 |
| Año 11 | 5,3453 | 10,1762 | 15,7250 | 22,6847 | 6,9596 | -202,1250 |
| Año 12 | 5,4522 | 10,3798 | 16,0395 | 23,1384 | 7,0988 | -195,0262 |
| Año 13 | 5,5612 | 10,5873 | 16,3603 | 23,6011 | 7,2408 | -187,7854 |
| Año 14 | 5,6725 | 10,7991 | 16,6875 | 24,0731 | 7,3856 | -180,3998 |
| Año 15 | 5,7859 | 11,0151 | 17,0213 | 24,5546 | 7,5333 | -172,8665 |
| Año 16 | 5,9016 | 11,2354 | 17,3617 | 25,0457 | 7,6840 | -165,1825 |
| Año 17 | 6,0197 | 11,4601 | 17,7090 | 25,5466 | 7,8377 | -157,3449 |
| Año 18 | 6,1401 | 11,6893 | 18,0631 | 26,0575 | 7,9944 | -149,3505 |
| Año 19 | 6,2629 | 11,9231 | 18,4244 | 26,5787 | 8,1543 | -141,1962 |
| Año 20 | 6,3881 | 12,1615 | 18,7929 | 27,1103 | 8,3174 | -132,8788 |
| Año 21 | 6,5159 | 12,4048 | 19,1687 | 27,6525 | 8,4837 | -124,3951 |
| Año 22 | 6,6462 | 12,6529 | 19,5521 | 28,2055 | 8,6534 | -115,7417 |
| Año 23 | 6,7791 | 12,9059 | 19,9432 | 28,7696 | 8,8265 | -106,9152 |
| Año 24 | 6,9147 | 13,1640 | 20,3420 | 29,3450 | 9,0030 | -97,9122 |
| Año 25 | 7,0530 | 13,4273 | 20,7489 | 29,9319 | 9,1831 | -88,7291 |
| Año 26 | 7,1941 | 13,6959 | 21,1638 | 30,5306 | 9,3667 | -79,3624 |
| Año 27 | 7,3379 | 13,9698 | 21,5871 | 31,1412 | 9,5541 | -69,8083 |
| Año 28 | 7,4847 | 14,2492 | 22,0189 | 31,7640 | 9,7451 | -60,0632 |
| Año 29 | 7,6344 | 14,5342 | 22,4592 | 32,3993 | 9,9400 | -50,1231 |
| Año 30 | 7,7871 | 14,8248 | 22,9084 | 33,0473 | 10,1388 | -39,9843 |
| Año 31 | 7,9428 | 15,1213 | 23,3666 | 33,7082 | 10,3416 | -29,6427 |
| Año 32 | 8,1017 | 15,4238 | 23,8339 | 34,3824 | 10,5485 | -19,0942 |
| Año 33 | 8,2637 | 15,7322 | 24,3106 | 35,0700 | 10,7594 | -8,3348 |
| Año 34 | 8,4290 | 16,0469 | 8,4290 | 35,7714 | 27,3424 | 19,0077 |

Tabla 39. Beneficio acumulado a lo largo de la vida de la instalación [Elaboración propia]



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

La vida útil de la instalación es de 30 años. A partir de la tabla se observa que la inversión se recupera en el año 34. Como se comentó en el apartado 9.4. Conclusiones, si se incluyera la cogeneración, la inversión inicial se recuperaría en los primeros años de la vida útil de la instalación, por lo que sería una medida a tener en cuenta para el inversor.

Con respecto al consumidor, el desarrollo de la microrred consigue unos precios más competitivos desde el primer año en la factura de la electricidad.





Capítulo 4: Conclusiones económicas

El mix energético que propone la microrred tiene un coste más competitivo que el precio eléctrico actual, lo que demuestra que es posible obtener un mix energético con fuentes de energía renovables sin necesidad de primas ni subvenciones que encarecen la factura de la luz.

Otro aspecto positivo que contribuye a esta reducción en el coste de la electricidad es que se eliminan los costes de transporte, dado que todas las fuentes de generación renovables que participan en el sistema se encuentran en un entorno próximo.

Con respecto al estudio de la rentabilidad de la microrred, se observa que la inversión inicial, que representa un coste muy alto, se ve amortizada a partir del año 34, mientras que la vida útil de la instalación es de 30 años. Con el fin de recuperar la inversión dentro del periodo de la vida útil de la instalación, se deberían aprovechar los recursos de cogeneración existentes en la zona, que no se han podido incluir en este proyecto por la imposibilidad de conseguir los datos debido a su confidencialidad.

Por lo tanto, queda demostrada la viabilidad económica de las microrredes para núcleos poblacionales de unos 50.000 habitantes, presentando una mejora económica en la factura eléctrica del pequeño consumidor y representando una solución para el futuro en el que se utilice un sistema que utilice las energías limpias disponibles.





PARTE III: ANEJOS



Catálogo de la pila de combustible



SMARTER SOLUTIONS FOR A CLEAN ENERGY FUTURE



SPECIFICATION SHEET



➤ Distributed Generation - 1MW

Ballard's CLEARgen™ fuel cell system is a complete turnkey solution, providing a supply of zero-emission power. The system can operate continuously for baseload power generation, or intermittently, providing peak power during times of high demand.

The self-contained power modules run on hydrogen fuel; customers range from utilities to chemical companies with available by-product hydrogen. The 1 MW modular units are completely scalable in 500 kW increments, enabling tailored solutions to meet each customer's needs.

Ballard's fuel cell stacks are at the core of this modular solution. Commercially available today, the fuel cells feature dynamic response, high efficiency, robust and reliable operation. Various annual service packages are available for the fuel cell system that include preventative and corrective maintenance, to support the product's 20-year lifetime.

Please contact us for product availability and pricing.

PRODUCT SPECIFICATIONS

| | | |
|---------------------------|--|---|
| Type: | PEM (Proton Exchange Membrane) fuel cell generator | |
| Performance: | Net Power | 1 MW |
| | Efficiency | 40% (± 2%) ¹ |
| | Output voltage | 380 - 480 V AC |
| | Output frequency | 50 - 60 Hz |
| Physical Characteristics: | Fuel Cell Module Dimensions (H x W x L) | 2.9 x 2.4 x 2 meters (x2) |
| | Weight | <40,000 kg |
| | Electrical Module Dimensions (H x W x L) | 2.9 x 2.4 x 6.3 meters |
| | Weight | 15,000 kg |
| Fuel: | Hydrogen | >98% ² |
| | Fuel consumption | 63 kg/hr (700 m ³ /hour) |
| | Available heat: | Output heat load |
| Emissions: | Available water temperature | 60 - 65°C |
| | Noise | <80db @ 7 M |
| | Pollutants | Zero emissions (no GHG or local air pollutants) |

1. At beginning of life point.
2. Ballard can work with customer to provide customized fuel purification system.
3. System interface cooling flow rate and injection temperature to be determined.



2011 BEST PRACTICES AWARD
NORTH AMERICAN STATIONARY PEM FUEL CELLS
NEW PRODUCT INNOVATION AWARD

Specifications and descriptions in this document were in effect at the time of publication. Ballard Power Systems, Inc. reserves the right to change specifications, product appearance or to discontinue products at any time (02/2012) SPCS103076-00

BALLARD®, Ballard®, Powered by Ballard®, FCgen® and FCvelocity® are trademarks of Ballard Power Systems Inc.





REFERENCIAS

- [1] Comunicado de prensa sobre la economía circular emitido por la Comisión Europea
- [2] Comunicación de la comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité económico y social europeo y al Comité de las regiones: 'Hacia una economía circular: un programa de cero residuos para Europa'.
- [3] Informe del sistema eléctrico español 2017 REE
- [4] <http://www.factorymicrogrid.com>
- [5] Plan regional de ámbito sectorial de la bioenergía de Castilla y León





BIBLIOGRAFÍA

- https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf
- http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf
- https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2018-4749
- <http://filtros-carbon-activo.com/ingenierias/la-energia-solar/>
- <https://www.boe.es/boe/dias/2014/02/01/pdfs/BOE-A-2014-1053.pdf>
- <http://microgridmedia.com/postcard-from-the-future-tau-island-ditches-diesel-with-tesla-solarcity-microgrid/>
- <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas>
- <https://www.cnmc.es/>
- <https://www.aeeolica.org/es/map/castilla-y-leon/>
- <http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables>
- <https://riberadelduero.es/comunicacion/promocion/estadisticas/vinedosinscritos>
- <http://www.agenex.net/images/stories/deptos/residuos-agricolas-de-poda.pdf>
- https://revista-anales.icaei.es/web/n_14/seccion_3.html
- <http://www.agenex.net/images/stories/deptos/residuos-agricolas-de-poda.pdf>
- http://www.mapama.gob.es/ministerio/pags/Biblioteca/Revistas/pdf_Agri%2F_Agri_2007_901_806_811.pdf
- https://medioambiente.jcyl.es/web/jcyl/MedioAmbiente/es/Plantilla100/1181827145655/_/_/_
- <http://www.aventum.net/gasificacion/>
- <http://www.gamoher.com/index.php/ciclones/>
- <https://www.uop.com/?document=polysep-membrane-for-gas-extraction-purification&download=1>
- <http://ieeexplore.ieee.org/document/5534883/>
- <https://science.howstuffworks.com/environmental/energy/plasma-converter1.htm>
- <http://apilados.com/blog/3-metodos-almacenamiento-hidrogeno/>
- <http://www.pilasde.com/tecnologia-del-hidrogeno/pilas-de-combustible>
- Estadística energética en Castilla y León (Junta de Castilla y León)
- Trabajo de fin de máster de Ángel Ramos Valle



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

- Apuntes asignatura Centrales eléctricas: ‘El sistema eléctrico y las centrales de generación
- ‘Las redes eléctricas inteligentes’ del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), perteneciente a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia de Comillas
- International Journal of Hydrogen Energy (Indian Institute of technology, New Delhi)
- Resumen anual estadística energética en Castilla y León 2016
- Informe REE: ‘El Sistema Eléctrico Español 2016’
- Informe REE: ‘Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español 2016’