



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**ANÁLISIS DE UNA MICRORRED PARA EL
SUMINISTRO DE ENERGÍA ELECTRICA EN
PONFERRADA**

Autor: María Consolación Sánchez Sirvent

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. María Consolación Sánchez Sirvent**

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **Proyecto Fin de grado: Análisis de una microrred para el suministro de energía eléctrica en Ponferrada**, 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.

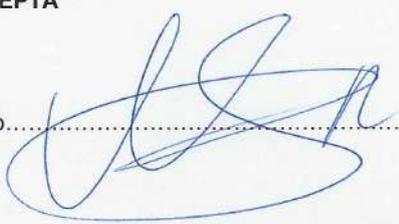
6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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 ...3... de ...JULIO... de ...2018...

ACEPTA

Fdo.....


Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
ANÁLISIS DE UNA MICRORED PARA EL SUMINISTRO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PONFERRADA
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2017 - 2018 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.:



Fecha: 3 / 7 / 2018

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:



Fecha: 3 / 7 / 2018



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**ANÁLISIS DE UNA MICRORRED PARA EL
SUMINISTRO DE ENERGÍA ELECTRICA EN
PONFERRADA**

Autor: María Consolación Sánchez Sirvent

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Julio 2018

ANÁLISIS DE UNA MICRORRED PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PONFERRADA

Autor: Sánchez Sirvent, María Consolación.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad Colaboradora: ICAI- Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

En España la instalación de energías renovables no gestionables, en particular la tecnología eólica y solar fotovoltaica, se vieron fuertemente impulsadas mediante un sistema de retribución de primas, dejando de lado otras fuentes renovables como puede ser la biomasa.

Estas energías no gestionables subvencionadas por el gobierno se caracterizan por aleatoriedad y su dependencia atmosférica, no son capaces de seguir la curva de demanda, lo que hace que sea necesario un sistema de generación de reserva para poder satisfacer la demanda en todo momento. Estas centrales de respaldo suelen estar alejados de los centros de consumo, lo que provoca pérdidas en el transporte.

Todo esto ha causado un importante encarecimiento en el coste de la energía en España, siendo uno de los más caros de Europa.

La microrred inteligente que se presenta en este proyecto es una forma razonable para solucionar estos problemas. Esta microrred aprovecha los recursos renovables no gestionables ya instalados, como son la eólica y la mini hidráulica, y los combina con otra forma de generación gestionables como es la biomasa. Además, permiten que la generación esté próxima a la demanda, por lo que disminuyen las pérdidas en el transporte.

El estudio que se ha realizado es la implantación de una microrred en la ciudad de Ponferrada, León, con una población de 66.447 habitantes, que cuenta con varios parques eólicos y centrales mini hidráulicas instalados alrededor de la ciudad, y que pueden ser aprovechados como generación distribuida en la misma.

Para el diseño de la microrred se han considerado todas las instalaciones que se encuentran a menos de 50 km de Ponferrada. Se han incluido 323,75 MW de generación eólica y 233,9 MW de mini hidráulica. Para complementar estas fuentes de energía no gestionables será de gran importancia la instalación de una planta de gasificación por plasma como fuente de generación de reserva.

En primer lugar, se realiza un estudio de la demanda eléctrica de Ponferrada.



El valor máximo de la demanda en 2017 fue de 36,07 MW. Esto supone que la microrred debe ser capaz de suministrar en todo momento al menos esta electricidad de forma gestionable.

La planta de gasificación funcionará con los residuos sólidos urbanos, residuos forestales y agrícolas producidos en la ciudad, que actualmente no están siendo aprovechados. Este proceso consiste en la disociación molecular de la fracción orgánica de los residuos. Como resultado se produce un gas de síntesis compuesto fundamentalmente por hidrógeno y monóxido de carbono, y un material vitrificado aprovechado para materiales de construcción.

Se trata de un proceso libre de residuos tóxicos, tiene un balance energético positivo ya que cuenta con un sistema de recuperación de calor mediante un ciclo Rankine, donde se generan 3,099 MWh al año, utilizados para alimentar a los procesos internos de la instalación.

Con este sistema se puede obtener energía de forma inmediata mediante el uso de pilas de combustible, o almacenando el hidrógeno, para usarlo cuando las fuentes de energía no gestionables no sean capaces de cubrir toda la demanda.

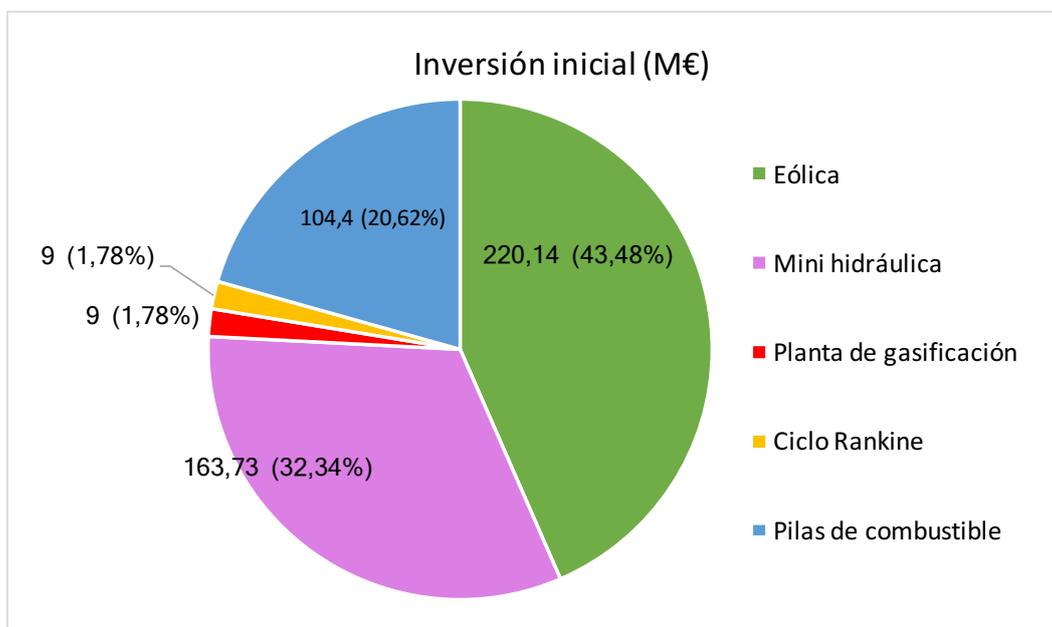
El diseño de las pilas de combustible y el sistema de almacenamiento se ha realizado de forma que se tenga la capacidad suficiente como para satisfacer toda la demanda, por lo que se han instalado 40 MW de pilas de combustibles y 117 unidades de almacenamiento de 54 kg de capacidad cada una.

La siguiente tabla muestra la potencia instalada y la producida anualmente por cada tecnología de generación que se ha incluido en la microrred.

	<i>Potencia instalada</i>	<i>Producción anual</i>
Eólica	323,75 MW	645,13 GWh
Mini hidráulica	233,9 MW	526 GWh
Pilas de combustible	40 MW	45,625 GWh
Total	597,65 MW	1216,755 GWh

Para demostrar los beneficios económicos de la microrred se ha realizado un estudio económico de cada una de las tecnologías incluidas. Se han calculado los costes totales de la inversión inicial, los costes de explotación y los costes de amortización anual.

Estos costes de inversión inicial aparecen representados en el siguiente gráfico.



El coste de la energía producida en la microrred se ha calculado como la suma ponderada de los costes de generación de cada una de las tecnologías incluidas, en función de la energía producida por cada una de ellas. Como resultado de esta operación se ha obtenido un coste de generación de 0,03822 €/kWh.

Comparando este coste la Tarifa de Último Recurso (TUR), 0,117988 €/kWh, se concluye que el precio de la energía producida en la microrred es mucho más competitivo que el del sistema nacional. Esto se debe, principalmente, a que en la microrred no se incluyen cargas adicionales como las primas a las energías renovables, los costes del transporte o la compensación extra peninsular, lo que hace posible una reducción del 30% de los costes respecto a la tarifa regulada.

ANALYSIS OF SMART MICRO GRID FOR THE ELECTRIC POWER SUPPLY IN PONFERRADA

Author: Sánchez Sirvent, María Consolación.

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating Entity: ICAI- Universidad Pontificia de Comillas.

ABSTRACT

Spain has strongly incentivised the development of unmanageable renewable energy, in particular wind and solar technologies, via the implementation of feed-in tariff regulatory schemes, while others renewable sources, such as biomass, have been excluded from this remuneration scheme.

These unmanageable energies that operates under the regulatory framework are characterized by its unpredictable production and their climate dependence. They are not able to produce in line with the demand curve, which makes it necessary to have reserve generation capacity to accommodate demand at all time. These reserve systems are usually placed far from the consumption areas, which causes losses in transportation.

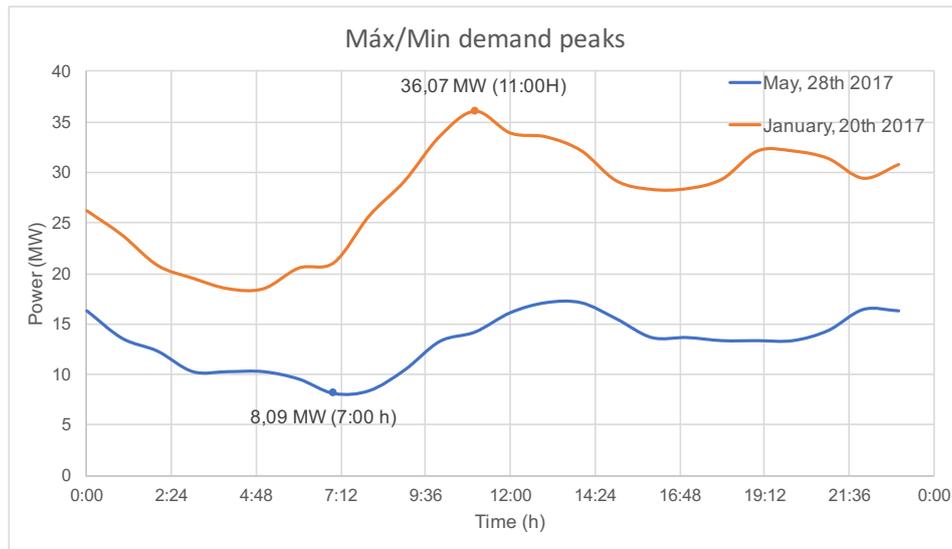
As a result, energy prices in Spain have strongly increased over the past years and are amongst the highest in the European Union.

The micro-grid system presented in this project is a reasonable way to solve these imbalances. This micro-grid distributes the unmanageable renewables resources already installed, such as wind and mini hydraulic, and combines them with another manageable way of generation such as biomass. In addition, the micro-grid allows to bring the generation source close to the consumption centre, so that the losses in transportation decrease.

This project studies the implementation of a micro-grid in the city of Ponferrada, León, with more than 66.000 inhabitants. There are several wind farms and mini-hydro installed around the city that can be used to produce energy to satisfy the demand.

The design of the micro-grid considers all the generation sources within a ratio of 50km around Ponferrada, which total 323,75 MW of wind generation and 233,9 MW of mini hydro generation. To complement this unmanageable energy sources, it would be necessary the development of a plasma gasification plant as a source of reserve generation capacity.

In first place, the power demand in Ponferrada has been analysed:



The peak demand recorded in 2017 was 36,07 MW, which sets the minimum capacity level the micro-grid should be able to supply in a manageable way at any time.

The gasification plant would work with urban solid, forest and agricultural wastes produced in the city, which are currently unused. This process consists in the full molecular dissociation of the waste's organic fraction. Thus, a synthesis gas is product, mainly composed by hydrogen and carbon monoxide, and a vitrified material that is used for construction.

It is a toxic product free process; it has a positive energetic balance since it has a heat recovery system through a Rankine cycle, where 3,099 MWh per year are generated, and used to feed intern process of the plant.

With this system, it is possible to get instant energy using full cells and store hydrogen and using it when the non-manageable energy sources are not able to supply the electric demand.

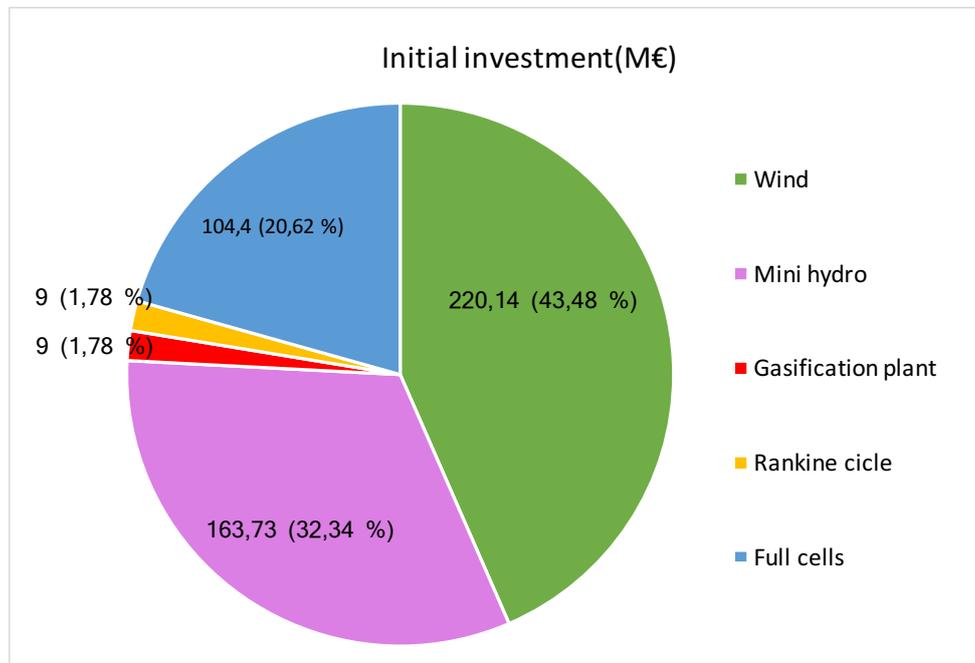
Both the cells and the store systems have been designed to satisfy peak demand, for which 40MW from full cells and 117 store units of 54 kg of capacity each one have been installed.

The following table shows the installed capacity and the annual power produced by generation technology included in the micro grid system.

	<i>Install power</i>	<i>Anual production</i>
Wind	323,75 MW	645,13 GWh
Mini hydro	233,9 MW	526 GWh
Full cells	40 MW	45,625 GWh
Total	597,65 MW	1216,755 GWh

To demonstrate the economic benefits of the micro grid, an economic study for each technology has been realised taking into account the amount of the investment, the operating costs and the annual amortization costs.

The investment breakdown is presented in the following graph:



The cost of generation of the micro-grid has been calculated as the average costs of by technology weighted by their annual production. The resulting blended generation cost is 0,03822 €/kWh.

Comparing this cost with the “Tarifa de Último Recurso” (TUR), 0,117988 €/kWh, it is concluded that the price of the energy produced in the micro grid is much more competitive than the one from the general grid. This is driven by the fact that the micro grid’s end consumer cost does not include any charges for renewable feed-in, transport and extra peninsular compensations, resulting in a total cost reduction of 30% versus the regulated tariff.

Índice de contenido

PARTE I: MEMORIA	15
Capítulo 1. Introducción	17
1.1 Motivación	17
1.2 Objetivos	19
1.3 Recursos y herramientas empleadas	20
Capítulo 2. Situación Eléctrica Actual	21
2.1 Situación actual del sistema energético español	21
2.2 Situación de las energías renovables en España.....	22
2.3 Precios eléctricos en España.....	24
Capítulo 3. Estado del arte	27
3.1 Microrredes.....	27
3.1.1. Hacia una generación distribuida	27
3.1.2. Definición de microrred	28
3.2 Gasificación por plasma	29
I. Mihama- Mikata, Japón	29
II. EcoValley – Utashinai, Hokkaido, Japón.....	30
III. MEPL, Pune, India.....	30
Capítulo 4. Microrred en Ponferrada	33
4.1 Entorno geográfico	33
4.2 Demanda eléctrica de Ponferrada	33
4.3 Análisis de la generación renovable instalada en las proximidades de Ponferrada	35
4.4.1 Eólica.....	37
4.4.2 Minihidráulica	39
Capítulo 5. Valorización energética de residuos: la gasificación por plasma..	41
5.1. Introducción	41
5.2. Opciones de valorización energética de residuos.	41
5.2.1. Vertederos controlados.....	42
5.2.2. Pirólisis	42
5.2.3. Incineración	43
5.2.4. Gasificación por plasma	43
5.3. Residuos sólidos urbanos	44
5.4. Residuos sólidos urbanos en Ponferrada	45
5.5. Residuos forestales y agrícolas en Ponferrada	47
5.6. Resumen de los residuos empleados.....	48
5.7. Planta de gasificación por plasma	50
5.7.1. El plasma	50
5.7.2. Características del proceso.....	50
5.7.3. Etapas del proceso de gasificación por plasma.....	51
5.7.4. Sistemas y componentes de la gasificación por plasma	55
5.7.5. Ventajas e inconvenientes de la gasificación por plasma	58
5.7.6. Características del gas de síntesis	59
5.7.7. Sistema de recuperación de calor. Ciclo Rankine	60
Capítulo 6. Pilas de combustible.	65

6.1.	<i>Introducción</i>	65
6.2.	<i>Principios de funcionamiento</i>	65
6.3.	<i>Tipos de pilas de combustible</i>	67
6.3.1.	<i>Pilas alcalinas (AFC)</i>	68
6.3.2.	<i>Pilas de ácido fosfórico (PAFC)</i>	69
6.3.3.	<i>Pilas de membrana polimérica (PEMFC)</i>	70
6.4.	<i>Selección de la pila de combustible</i>	71
6.5.	<i>Almacenamiento de hidrógeno</i>	72
6.5.1.	<i>Almacenamiento en estado líquido</i>	72
6.5.2.	<i>Almacenamiento en estado gaseoso</i>	72
6.5.3.	<i>Almacenamiento en estado sólido</i>	73
6.6.	<i>Selección de la tecnología de almacenamiento</i>	73
6.7.	<i>Producción de energía</i>	74
	Capítulo 7: Configuración de la microrred	75
	<u>PARTE II: ESTUDIO ECONÓMICO DE LA MICRORRED</u>	77
	Capítulo 1. Estudio económico de las distintas fuentes de generación	79
1.1	<i>Estudio económico de la energía eólica</i>	79
1.1.1.	<i>Inversión inicial</i>	80
1.1.2.	<i>Gastos de explotación</i>	82
1.1.3.	<i>Resumen de los costes de generación anuales</i>	84
1.2	<i>Estudio económico de la energía hidráulica</i>	84
1.3.1.	<i>Inversión inicial</i>	85
1.3.2.	<i>Gastos de explotación</i>	86
1.3.3.	<i>Resumen de los costes de generación anuales</i>	86
1.3	<i>Estudio económico de la tecnología de gasificación por plasma</i>	87
1.3.4.	<i>Gasificación de los residuos</i>	87
1.3.5.	<i>Ciclo Rankine</i>	89
1.3.6.	<i>Pilas de combustible</i>	89
1.3.7.	<i>Costes de generación de la planta de gasificación</i>	90
	Capítulo 2. Estudio económico del conjunto de la microrred	94
2.1	<i>Resumen de las tecnologías de generación</i>	94
2.2	<i>Evaluación económica del conjunto de la microrred</i>	95
	Capítulo 3. Conclusiones económicas	98
	Referencias	99

Índice de ilustraciones

<i>Ilustración 1. Balance eléctrico anual 2017 (Fuente REE).</i>	21
<i>Ilustración 2. Potencia instalada 2017 (Fuente REE).</i>	22
<i>Ilustración 3. Cobertura de demanda 2017 (Fuente REE).</i>	22
<i>Ilustración 4. Evolución de la generación peninsular renovable y no renovable (Fuente REE).</i>	23
<i>Ilustración 5. Precios medios de la electricidad para uso doméstico [28].</i>	24
<i>Ilustración 6. Precio medio de la electricidad para uso industrial [28].</i>	25
<i>Ilustración 7. Desglose de costes de la factura eléctrica.</i>	25
<i>Ilustración 8. Sistema eléctrico convencional (Fuente Gas Natural Fenosa).</i>	27
<i>Ilustración 9. Microrred (Fuente Gas Natural Fenosa).</i>	28
<i>Ilustración 10. Planta de gasificación Mihima-Mikata, Japón.</i>	30
<i>Ilustración 11. Planta de gasificación de residuos peligrosos en Pune, India.</i>	30
<i>Ilustración 12. Situación de la planta de gasificación de Tee Valley.</i>	31
<i>Ilustración 13. Planta de Wuhan Kaidi en construcción.</i>	32
<i>Ilustración 14. Localización geográfica de la ciudad de Ponferrada (Fuente: Google Maps)</i>	33
<i>Ilustración 15. Gráfico de las curvas de demanda de los días con el máximo y el mínimo de demanda. (Elaboración propia).</i>	34
<i>Ilustración 16. Factor de carga de diferentes tecnologías. [24].</i>	36
<i>Ilustración 17. Localización de los parques eólicos anteriormente mencionados.</i>	38
<i>Ilustración 18. Curvas de generación de eólica: izquierda del día 21/02/2017 y derecha del día 16/07/2017 (Fuente REE).</i>	38
<i>Ilustración 19. Funcionamiento de una central hidráulica.</i>	39
<i>Ilustración 20. Sistema de centrales hidráulicas del río Sil (Fuente: Endesa)</i>	40
<i>Ilustración 21. Planta de incineración de residuos Spittleau, en Viena.</i>	43
<i>Ilustración 22. Gráfico de la estimación de la composición media de los RSU en España.</i>	45

<i>Ilustración 23. Gráfico de porcentajes de RSU recogidos en el año 2015. (Fuente: Ayuntamiento de Ponferrada)</i>	<i>46</i>
<i>Ilustración 24. Etapas del proceso de gasificación de por plasma. (Fuente: Materiales Renovados)</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 25. Transformaciones de la materia en función de la temperatura. (Fuente: Acciona)</i>	<i>52</i>
<i>Ilustración 26. Esquema de la vasija</i>	<i>55</i>
<i>Ilustración 27. Comparación entre antorcha de arco no transferido y arco transferido.</i>	<i>56</i>
<i>Ilustración 28. Esquema de una antorcha de plasma.</i>	<i>57</i>
<i>Ilustración 29. Composición del gas de síntesis en función de los residuos utilizados. [18].....</i>	<i>59</i>
<i>Ilustración 30. Esquema de un ciclo Rankine básico.</i>	<i>61</i>
<i>Ilustración 31. Esquema de una pila de combustible. [19]</i>	<i>66</i>
<i>Ilustración 32. Esquema de pila de combustible de tipo AFC.</i>	<i>69</i>
<i>Ilustración 33. Esquema de una pila de combustible de tipo PAFC.....</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 34. Esquema de pila de combustible de tipo PEMFC.....</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 35. Gráfico del reparto porcentual de las distintas inversiones iniciales necesarias [27].....</i>	<i>81</i>
<i>Ilustración 36. Gráfico del reparto porcentual de los gastos de explotación [27].</i>	<i>82</i>
<i>Ilustración 37. Gráfico del reparto porcentual de los costes de inversión iniciales [27].</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 38. Comparativa de los costes de generación.</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 39. Evolución de los costes de generación durante los 25 años de vida útil de las instalaciones.</i>	<i>95</i>
<i>Ilustración 40. Gráfico del desglose de costes de la factura eléctrica [29].....</i>	<i>96</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Puntos notables en la demanda de Ponferrada en el año 2017.</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 2. Resumen de las características de fuentes de generación. (Fuente: REE)</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 3. Resumen de la potencia instalada en un radio de 50km de Ponferrada.</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 4. Detalle de los parques eólicos instalados en los alrededores de Ponferrada. (Fuente AEE)</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 5. Resumen de las centrales mini hidráulicas de la zona (Fuente: Endesa)</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 6. Cantidades de RSU recogidas en los años 2010 a 2015. (Fuente: Ayuntamiento de Ponferrada).....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 7. Porcentajes ocupados por distintos tipos de cultivos en Ponferrada. .</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 8. Cantidades totales de residuos que se van a usar.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 9. Composición del gas de síntesis.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 10. Resumen de los tipos de pilas de combustible considerados.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 11. Resumen de la potencia instalada y producida anualmente de las distintas tecnologías.</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 12. Resumen de las características de los parques eólicos de la microrred.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 13. Costes de inversión inicial de cada parque eólico.</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 14. Costes de explotación de cada parque eólico de la microrred.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 15. Costes de generación de la energía eólica.</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 16. Resumen de centrales mini hidráulicas incluidas en la microrred.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 17. Detalles de costes de inversión inicial de cada central hidráulica.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 18. Gastos de generación de la energía mini hidráulica.</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 19. Costes de explotación y mantenimiento.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 20. Costes de personal.</i>	<i>88</i>

<i>Tabla 21. Resumen de los costes de generación de electricidad en el ciclo Rankine.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 22. Resumen de los gastos de cada proceso de la planta de gasificación.</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 23. Resumen de los gastos de inversión y explotación de la tecnología de generación de la planta.</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 24. Costes de generación mediante pilas de combustible.</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 25. Resumen de los costes de generación de las diferentes tecnologías.</i>	<i>94</i>

PARTE I: MEMORIA

Capítulo 1. Introducción

1.1 Motivación

Durante 1997 hasta 2013 la instalación de energías no gestionables, principalmente la eólica y la solar, se ha visto fuertemente impulsada mediante un sistema de retribución de primas a la generación en régimen especial.

De esta forma el sistema eléctrico español se organiza en dos subgrupos de generación:

- El régimen ordinario, en el que se engloban todas aquellas tecnologías que compiten en el mercado eléctrico para entrar en la curva de generación. De este tipo son los ciclos combinados, nucleares, de carbón y grandes hidráulicas.
- El régimen especial, que se refiere a aquellas tecnologías que reciben primas del estado y que se conectan a la red siempre que tengan generación. Este grupo incluye las principales fuentes renovables (solar, eólica, biomasa, mini hidráulica, termo solar) y la cogeneración.

Este medio para la implantación de estas energías renovables no gestionables impulsadas por las excesivas primas y su prioridad de entrada en el mix de generación, ha causado una deuda tarifaria de unos 9.000 millones de euros y un encarecimiento en el coste de la energía en España, siendo actualmente uno de los más caros de Europa.

Estas energías no gestionables que han contado con subvenciones del gobierno, se caracterizan por su aleatoriedad y dependencia de las condiciones atmosféricas. No son capaces de seguir la curva de demanda, lo que hace que sea necesario un sistema de generación de respaldo que sea capaz de conectarse inmediatamente para poder satisfacer la demanda en todo momento, estas centrales de respaldo suelen ser ciclos combinados.

Estas grandes centrales de generación altamente gestionables están siendo subutilizadas, por lo que la inversión inicial de las mismas no está siendo amortizada.

Además, debido al modelo de distribución con el que cuenta España, estos centros de generación suelen estar alejados de los centros de consumo, lo que supone una pérdida de energía en el transporte.

Por todo lo comentado, este proyecto propone una posible solución a estos problemas como son las microrredes inteligentes. Con ellas podemos introducir las energías renovables gestionables y no gestionables en un centro de

consumo, y así disponer de la potencia necesaria para satisfacer la demanda en todo momento.

Esta red inteligente está conectada a la red principal para subsanar cualquier tipo de fallo y, con esto también permite devolver el exceso de energía generado estableciendo así el flujo bidireccional.

Las microrredes inteligentes permiten que la generación esté próxima a la demanda por lo que se disminuyen las pérdidas de energía en el transporte, mejorando la distribución y el transporte del sistema eléctrico español.

Mediante la instalación de microrredes se lograría un aprovechamiento de toda la generación renovables, no solo aquellas que han tenido prioridad en España, como son la eólica y la solar fotovoltaica, sino que se incluirán otras fuentes de generación que se pueden aprovechar a pequeña escala, como la biomasa.

En este proyecto se analizarán las energías no gestionables de la zona, estudiando la energía generada y el régimen de funcionamiento. Igualmente se estudiarán otras fuentes de energía renovable que utilice los residuos biomásicos existentes en la zona: residuos sólidos urbanos (RSU), residuos agrícolas y residuos forestales.

Todos los residuos anteriores se aprovecharán para producir electricidad a través de una planta de gasificación por plasma de la biomasa. Esta tecnología innovadora y novedosa supone un gran beneficio porque se produce energía renovable gestionable de forma económica además de reducir considerablemente los residuos, sin que se produzca subproductos como dioxinas y furanos. Como resultado del proceso se produce un gas de síntesis que consiste fundamentalmente en una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno que se puede almacenar y utilizar mediante pilas de combustibles o motores de combustión interna cuando sea necesaria otra forma de generación de energía, esto es, cuando la generación de energía eólica y mini hidráulica no sean suficientes para cubrir la demanda.

La obtención de hidrógeno como subproducto, la no existencia de residuos tóxicos derivados del proceso y la posibilidad de almacenamiento energético en forma de hidrógeno que ofrece la gasificación por plasma son las principales ventajas por las que se considera esta tecnología idónea para el aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos, forestales y agrícolas.

Es necesario demostrar la viabilidad económica de la microrred así como sus beneficios y ventajas técnicas. Por ello se plantea en este proyecto un estudio de viabilidad de una microrred inteligente.

La microrred que se situará en la ciudad de Ponferrada (León), con una población de unos 66.500 habitantes, que en sus alrededores cuenta con fuentes de energías renovables tales como eólicas y mini hidráulicas.

1.2 Objetivos

El principal objetivo de este proyecto es el estudio de la viabilidad tanto técnica como económica de una microrred, donde la demanda y la generación puedan estar próximas y que sea capaz de satisfacer el consumo eléctrico de la ciudad de Ponferrada.

El modelo propuesto permitirá la integración de las energías renovables próximas a dicha localidad y recursos energéticos de forma limpia, así se logrará disminuir la dependencia energética de la red general lo que implica la posibilidad de obtener una generación distribuida.

Además, el sistema permitirá reducir los costes actuales de la electricidad asociados a las dificultades de gestión y las subvenciones a las tecnologías menos competitivas, así como las pérdidas en el transporte.

Para alcanzar este objetivo principal hay que realizar los siguientes estudios:

- Obtención de datos sobre la demanda energética real de Ponferrada. Importante conocer los máximos de demanda.
- Estudio de las diferentes instalaciones generadoras que abastecen la ciudad.
- Estudio del abastecimiento de las fuentes renovables existentes que serán integradas a la microrred. En concreto se obtendrán datos de un parque eólico y una instalación mini hidráulica que se encuentran próximas a Ponferrada.
- Estudio que permita conocer los diferentes residuos disponibles para su posible recuperación energética.
- Estudio de la instalación de una central de gasificación por plasma de residuos que esté conectada a la microrred.
- Gestión del gas obtenido en dicha planta para su almacenamiento y utilización en pilas de combustible y su posible uso en momentos en la demanda lo requiera.
- Elaboración del estudio económico de la microrred y las instalaciones que la componen que permita conocer los costes para obtener una red lo más rentable posible.

1.3 Recursos y herramientas empleadas

Los recursos y herramientas que se emplearán para la realización de este proyecto son la búsqueda de información a través de internet, libros, documentos y consultas a empresas externas relacionadas con el tema correspondiente.

Se recogerán datos sobre la demanda eléctrica de la zona, sobre las centrales renovables de la zona, datos de residuos y sus tratamientos actuales, información sobre la planta de gasificación por plasma y las pilas de combustible.

Capítulo 2. Situación Eléctrica Actual

2.1 Situación actual del sistema energético español

Los tres principales principios de la política energética de la Unión Europea y española son:

- La garantía de suministro
- La sostenibilidad ambiental
- La competitividad económica.

Esta última ha tenido que afrontar varios retos, el consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado que la media europea. [1]

En los últimos años, la respuesta a los retos del contexto energético español se ha centrado en potenciar la liberación y fomentar la transparencia en los mercados, el desarrollo de infraestructuras energéticas y la promoción del ahorro y la eficiencia energética, así como de las energías renovables. [1]

A continuación, se muestran tablas y gráficos para reflejar la situación actual en la que se encuentra España.

En la ilustración 1 se muestra la tabla que refleja el balance eléctrico anual de este último año 2017. Se detalla la producción total anual de cada fuente de energía, más de la mitad de la energía generada proviene de fuentes no renovables.

BALANCE ELÉCTRICO ANUAL 2017 ^[1]							
	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional		
	GWh	% 17/16	GWh	% 17/16	GWh	% 17/16	
Hidráulica	20.210	-48,4	3	-15,3	20.213	-48,4	
Nuclear	54.825	-2,3	-	-	54.825	-2,3	
Carbón	43.345	23,2	2.610	13,3	45.955	22,6	
Fuel/gas ^[2]	-	-	7.028	3,9	7.028	3,9	
Ciclo combinado ^[3]	35.459	38,0	3.441	-3,7	38.901	32,9	
Hidroeléctrica	-	-	21	15,0	21	15,0	
Eólica	46.550	-1,6	392	-1,5	46.942	-1,6	
Solar fotovoltaica	7.945	4,8	405	1,7	8.350	4,7	
Solar térmica	5.375	6,0	-	-	5.375	6,0	
Otras renovables ^[4]	3.610	5,8	10	-3,3	3.621	5,7	
Cogeneración	28.055	8,4	35	2,3	28.090	8,4	
Residuos	3.164	1,4	303	11,6	3.467	2,2	
Generación	248.538	0,0	14.249	3,4	262.788	0,2	
Consumos en bombeo	-3.503	-27,3	-	-	-3.503	-27,3	
Enlace Península-Baleares ^[5]	-1.173	-6,2	1.173	-6,2	0	-	
Saldo intercambios internacionales ^[6]	9.220	20,3	-	-	9.220	20,3	
Demanda (b.c.)	253.082	1,2	15.422	2,6	268.505	1,3	

Ilustración 1. Balance eléctrico anual 2017 (Fuente REE).

Se tiene también en la ilustración 2 un gráfico de la potencia instalada de cada fuente de generación en la península.



Ilustración 2. Potencia instalada 2017 (Fuente REE).

En la ilustración 3 se muestra el gráfico de la cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Al igual que en la ilustración 1 se puede ver que la gran producción de energía proviene de fuente nuclear (21,5%), hidráulica (20,5%), y algo menos de la eólica (18,2%) y del carbón (17%).



Ilustración 3. Cobertura de demanda 2017 (Fuente REE).

2.2 Situación de las energías renovables en España

Desde finales del siglo XX se ha realizado en la Unión Europea un gran esfuerzo por impulsar el desarrollo en los Países Miembros de energías alternativas que permitan reducir su dependencia energética, frenando el consumo de recursos fósiles. Cada país ha impuesto sus propias reglas en función de su política económica, lo que ha dado lugar a una implantación diferente en cada país.

Como resultado de estas políticas de apoyo, el crecimiento de las energías renovables durante los últimos años ha sido muy notable. Pero este crecimiento ha significado el beneficio de grandes grupos, no de la nación.

Hablando de su papel en la generación eléctrica, su contribución al consumo final bruto de electricidad ha aumentado considerablemente.

Sin embargo, en la ilustración 4 se puede ver que este último año las energías renovables registraron su peor dato en los últimos 5 años, reduciendo su cuota de generación eléctrica del 40,8% en 2016 al 33,3%. Este descenso es el resultado de la importante sequía sobre la producción hidráulica.

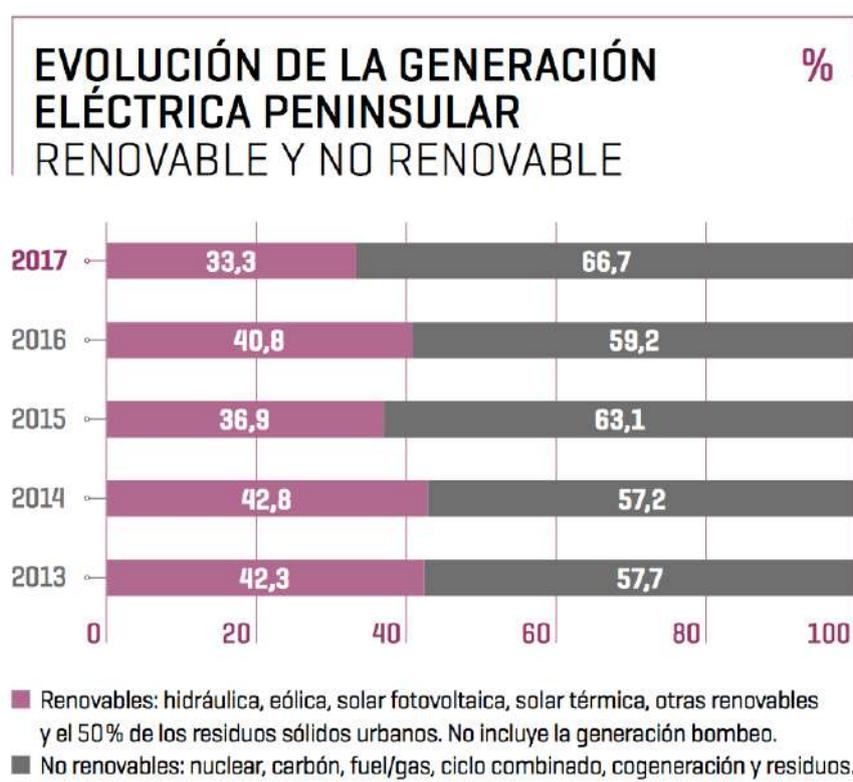


Ilustración 4. Evolución de la generación peninsular renovable y no renovable (Fuente REE).

Pero las energías renovables más desarrolladas son las que responden principalmente a los intereses económicos y no a los criterios técnicos.

Se estimularon mediante un sistema de primas aquellas que resultan más beneficiosas para los inversores, como son la energía eólica o la energía fotovoltaica, dejando en segundo plano otras fuentes de energía renovables que son gestionables y que no aportan tantos beneficios, como pueden ser la biomasa y la geotérmica.

En el pasado año 2017, la energía eólica tuvo unas retribuciones de 1.470 millones de euros, y la solar fotovoltaica 2.436 millones, y sin embargo su participación en la cobertura de demanda fue muy desigual, con un 18,2% de participación por parte de la energía eólica y un 3,1% por parte de la solar fotovoltaica.

Por todo esto España cuenta con un sistema eléctrico no sostenible ni técnica ni económicamente.

2.3 Precios eléctricos en España

Para tener una idea de los precios de la electricidad en España se hará una comparación con los precios eléctricos de los demás países de la Unión Europea en el año 2016. Se compararán dos categorías de consumidores de electricidad, los consumidores domésticos, aquellos que consumen entre 2500 y 5000 kWh cada año, y los consumidores industriales, que consumen entre 500 y 2000 MWh al año.

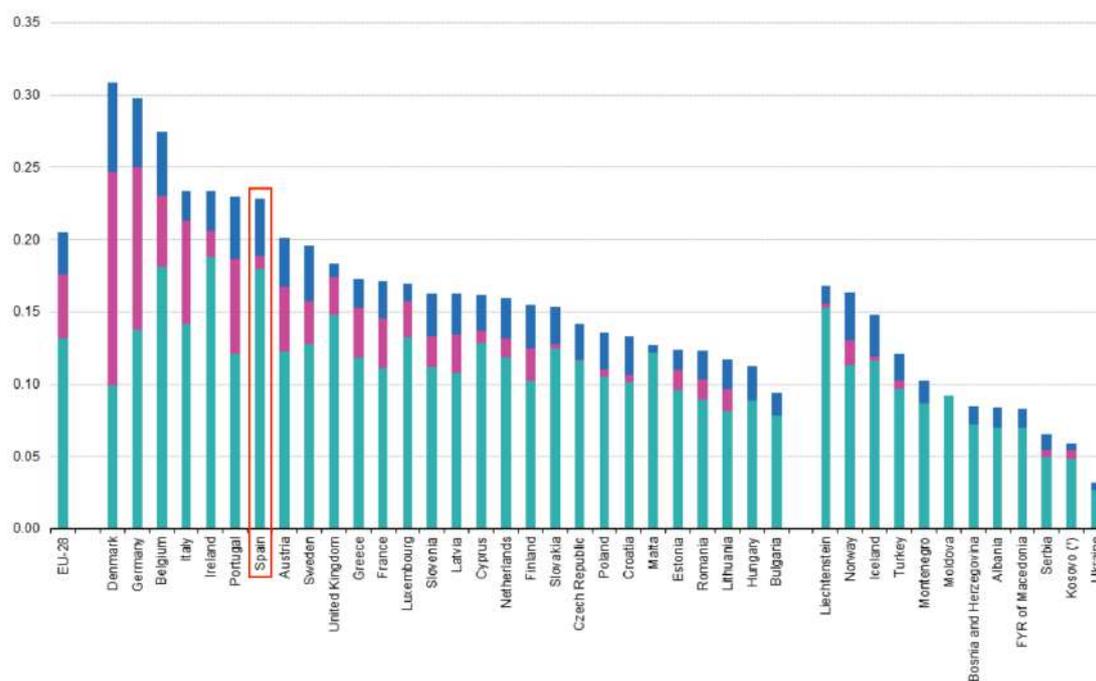


Ilustración 5. Precios medios de la electricidad para uso doméstico [28].

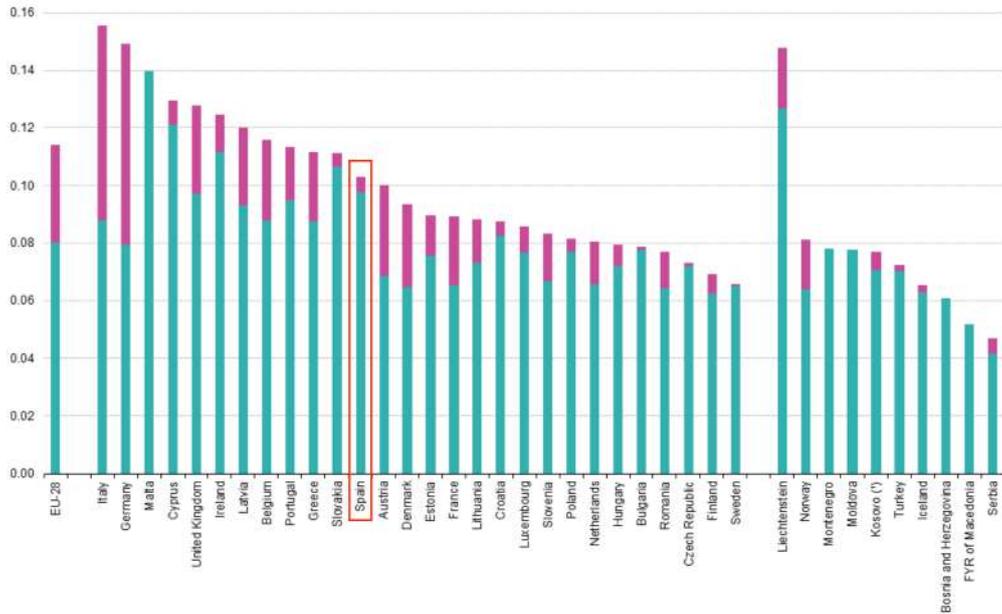


Ilustración 6. Precio medio de la electricidad para uso industrial [28].

Viendo las dos ilustraciones anteriores, que corresponden al precio de la electricidad en la segunda mitad del 2016, se comprueba que España tiene uno de los precios más elevados de los países de la Unión Europea, sobre todo en el precio doméstico, que se sitúa por encima del precio medio.

Además, si se analiza los costes que se pagan en la factura eléctrica, de cada 100€ que paga un consumidor doméstico en electricidad:

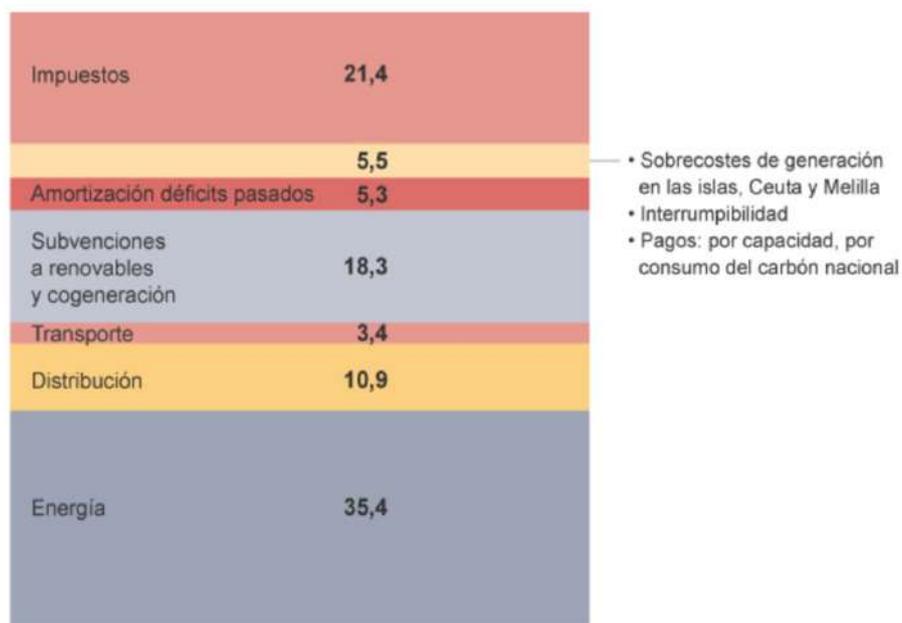


Ilustración 7. Desglose de costes de la factura eléctrica.

Se observa perfectamente en la ilustración 7 como gran parte de los costes no están directamente relacionados con la producción y demanda de la energía. Un 18,3% de la factura corresponde a las subvenciones de las renovables no gestionables, antes mencionadas, que no son capaces de seguir la curva de demanda.

Capítulo 3. Estado del arte

3.1 Microrredes

3.1.1. Hacia una generación distribuida

Hasta el momento, el modelo eléctrico se ha basado en grandes centrales de generación que suelen estar a cientos de kilómetros de los centros de consumo y con una relación unidireccional, como se ve en la ilustración 8.

Conseguir un sistema energético más sostenible es uno de los retos del presente y futuro a nivel mundial, lo que ha dado lugar a varios compromisos internacionales como los objetivos 20-20-20 para el año 2020 en Europa.

Este reto pretende que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020, y aumentar la eficiencia energética con el fin de ahorrar un 20% del consumo energético en la Unión Europea.

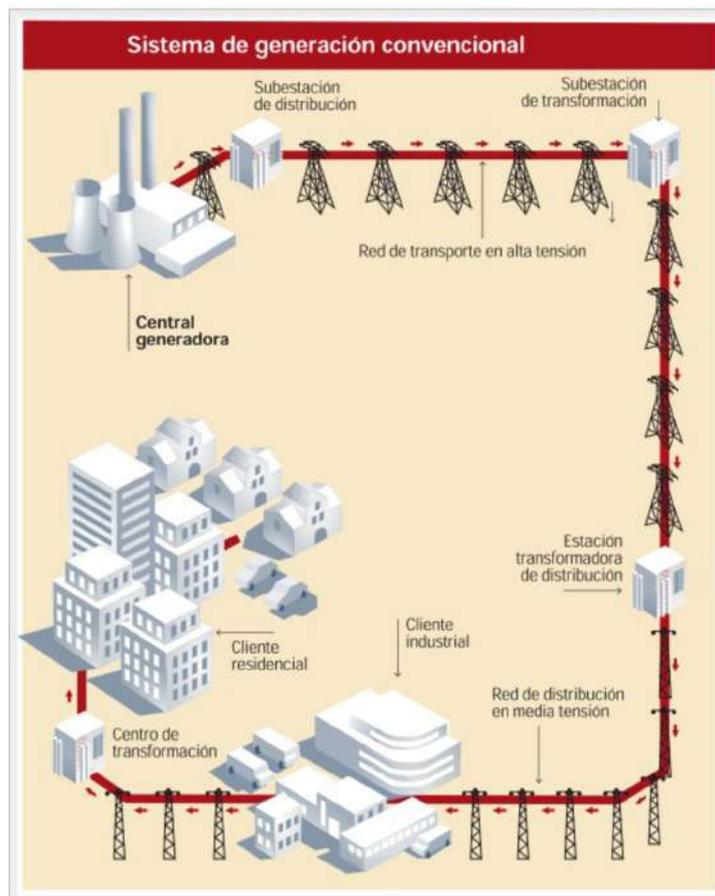


Ilustración 8. Sistema eléctrico convencional (Fuente Gas Natural Fenosa).

3.1.2. Definición de microrred

Una microrred inteligente es un sistema de generación eléctrica bidireccional distribuida que satisface la demanda de una zona reducida conectada a un sistema eléctrico más grande pero que puede funcionar de forma independiente.

Las redes eléctricas inteligentes son capaces de integrar la participación de todos los agentes conectados a ellas, generadores, distribuidores y consumidores, de tal forma que se consiga un suministro eficiente, sostenible y seguro.

Con las microrredes se evolucionará a un sistema bidireccional, con generación distribuida cerca del consumo como se muestra en la ilustración que aparece a continuación.

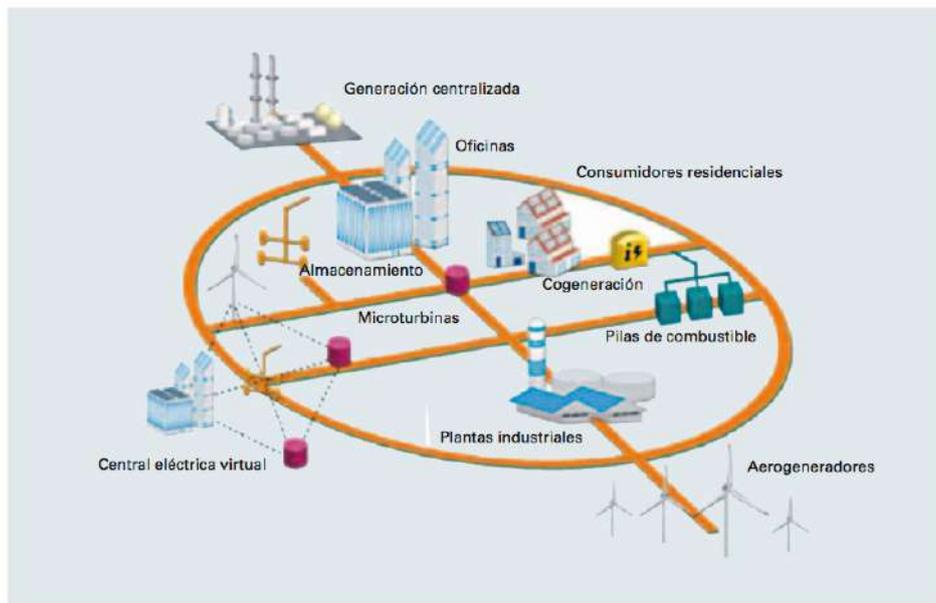


Ilustración 9. Microrred (Fuente Gas Natural Fenosa).

En Europa, las redes inteligentes contribuirán a alcanzar los objetivos de la política energética fijados para el año 2020.

Las microrredes presentan varios beneficios. Se mejora la eficiencia energética, así como la calidad del servicio, se disminuirán las pérdidas por el transporte de la energía lo que deriva en una reducción del coste. Además, contribuyen a la conexión e integración de tecnologías de bajas emisiones, como la generación renovable lo que supone una reducción de emisiones de efecto invernadero, además, hacen posible gestionar la variabilidad y la intermitencia de las energías renovables no gestionables. El número y tipo de generadores que se conecten a la red aumentará significativamente, por lo que los procedimientos y requisitos de conexión se simplificarán y normalizarán [2].

3.2 Gasificación por plasma

Otra tecnología novedosa del proyecto es una planta de gasificación por plasma como método de aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos, agrícolas y forestales.

Su funcionamiento permite la disociación completa de los residuos introducidos en el sistema que permite la obtención de hidrógeno y la posibilidad del almacenamiento del mismo.

A continuación, se exponen algunos ejemplos de instalaciones ya operativas.

3.2.1. Instalaciones operativas

La empresa Westinghouse Plasma Corporation cuenta con una serie de plantas operativas por todo el mundo. En concreto esta tecnología está en uso en tres plantas comerciales operativas, y se está instalando en dos plantas adicionales.

I. Mihama- Mikata, Japón

En esta planta se procesan 20 toneladas por día de residuos sólidos urbanos de los municipios de Mihama y Mikata. También se procesan 4 toneladas diarias procedentes de lodos de depuración.

El gas de síntesis que se obtiene del proceso se usa para producir calor, el cual se aprovecha para secar el lodo de aguas residuales de entrada.

La escoria vitrificada procedente de la materia orgánica que entra en el reactor se usa beneficiosamente como agregados en hormigón o adoquines.

La planta cumple rigurosamente con todos los requisitos ambientales de emisiones.



Ilustración 10. Planta de gasificación Mihima-Mikata, Japón.

II. EcoValley – Utashinai, Hokkaido, Japón

Esta planta se localiza en el área rural de la isla de Hokkaido. Es capaz de procesar hasta 220 toneladas diarias precedentes de residuos sólidos urbanos pre organizados.

La planta cuenta con dos trenes gasificadores capaces de procesar 110 toneladas por día cada uno.

III. MEPL, Pune, India

Esta planta de gasificación de la India procesa desechos peligrosos procedentes de más de 30 industrias del país.

El propietario de la planta, SMSIL, es socio de WPC y en conjunto, las empresas ofrecen gasificación por plasma en el mercado indio.



Ilustración 11. Planta de gasificación de residuos peligrosos en Pune, India.

3.2.2. Nuevas instalaciones

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

La primera es la planta de energía renovable de Tees Valley, al noreste de Inglaterra. Esta planta será capaz de procesar 1000 toneladas diarias precedentes de residuos sólidos urbanos pre organizados, y producirá electricidad a través de una isla de energía de ciclo combinado, esto es la combinación de turbinas de gas un generador de vapor de recuperación de calor y una turbina de vapor, y se considera la tecnología más eficiente para la conversión de gas en electricidad.

La planta contará con sistemas de limpiado del gas síntesis que garantizan que cumple con las especificaciones más exigentes de las turbinas de gas.



Ilustración 12. Situación de la planta de gasificación de Tee Valley

La segunda planta en construcción es la planta de residuos de madera de Wuhan Kaidi. En diciembre de 2011, la gran empresa china de energía, Wuhan Kaidi Holding Investment Co., inició la construcción de un nuevo parque tecnológico en Wuhan, China. Esta instalación incluye una planta de demostración de gasificación por plasma de 150 toneladas diarias precedentes, adquirida a WPC. Kaidi anticipa que la planta procesará biomasa para la conversión en energía y combustibles líquidos.



Ilustración 13. Planta de Wuhan Kaidi en construcción.

Capítulo 4. Microrred en Ponferrada

4.1 Entorno geográfico

La localidad escogida para la instalación de la microrred es Ponferrada. Este municipio es capital de la comarca del Bierzo de la Provincia de León.

Ponferrada se encuentra en la confluencia de los ríos Sil y Boeza, en el extremo este de la llanura berciana, y en el noroeste de la provincia de León. Cuenta con un clima continental subhúmedo. Tiene una población de 66.447 habitantes. El término municipal abarca una extensión de 283,17 km².

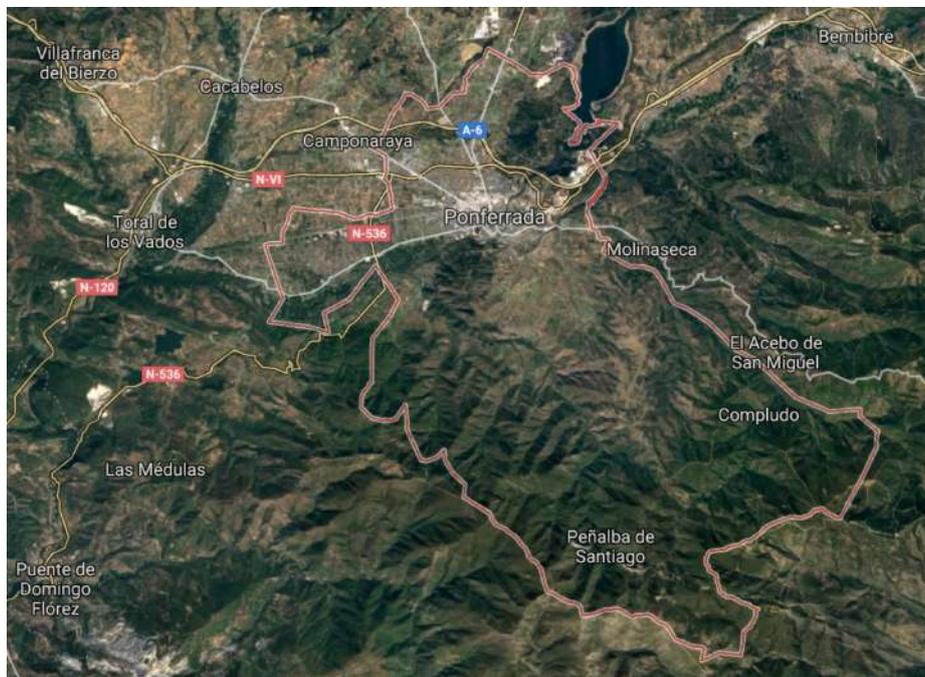


Ilustración 14. Localización geográfica de la ciudad de Ponferrada (Fuente: Google Maps)

4.2 Demanda eléctrica de Ponferrada

Para poder hacer el análisis de la microrred que suministre de energía a la población de Ponferrada es importante conocer los datos de demanda de eléctrica de la zona que hay que cubrir.

Es importante también conocer la demanda máxima que ha de tenerse disponible y satisfacer con fuentes de energía renovables gestionables en caso de fallo de las no gestionables (eólica y mini hidráulica). Conociéndose esta, se

podrá dimensionar la planta de generación a partir del hidrógeno almacenado en pilas de combustible en la gasificación por plasma de los residuos sólidos urbanos, agrícolas y forestales para cubrir las faltas por intermitencias de las energías renovables: eólica y mini hidráulica y cubrir también la demanda suponiendo el caso de que no haya otras fuentes de generación disponibles.

Los datos de la demanda eléctrica de Ponferrada han sido facilitados por Gas Natural Fenosa, responsable de la distribución energética de la zona noroeste de España.

En la siguiente tabla se recogen los datos de máxima y mínima demanda de energía de la ciudad de Ponferrada en este último año 2017:

Tabla 1. Puntos notables en la demanda de Ponferrada en el año 2017.

	MW	Día	Mes	Hora
Máximo	36,07	20	Enero	11:00
Mínimo	8,09	28	Mayo	7:00
Diferencia	27,98	-	-	-

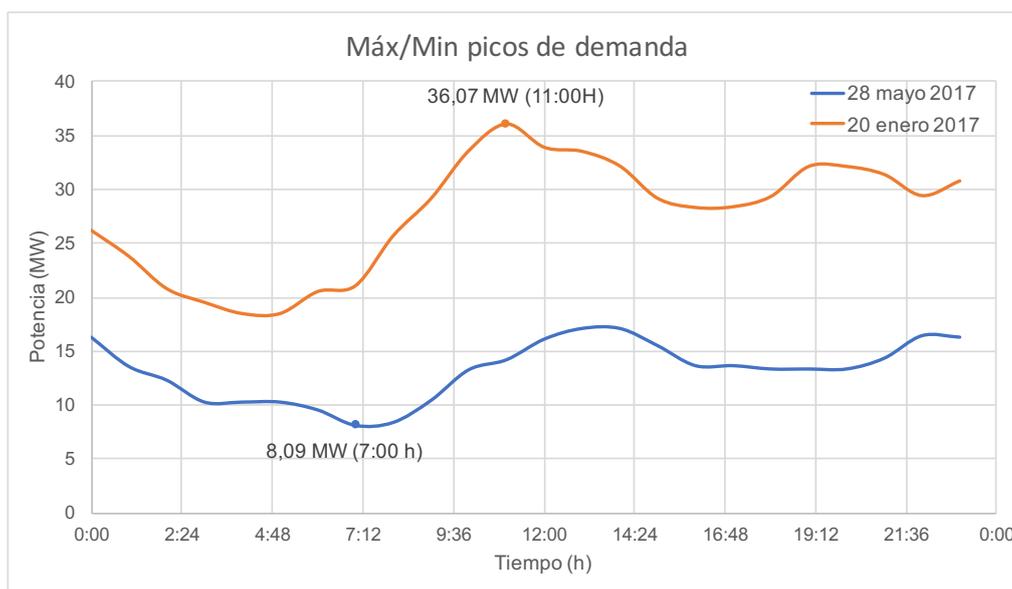


Ilustración 15. Gráfico de las curvas de demanda de los días con el máximo y el mínimo de demanda. (Elaboración propia)

Por lo tanto, como se puede apreciar en la tabla 1, la demanda máxima que habrá que cubrir será de 36,07 MW, lo que significa que se tendrá que disponer de una potencia eléctrica gestionable instalada de **40 MW**.

4.3 Análisis de la generación renovable instalada en las proximidades de Ponferrada.

Como se ha comentado anteriormente, el objeto de este proyecto es instalar una microrred en Ponferrada, aprovechando los recursos energéticos renovables instalados en la zona, que suelen ser no gestionables.

Una central de generación es gestionable si tiene la capacidad de variar su potencia y adaptarse a los requerimientos de la demanda en el corto plazo. En la tabla que aparece a continuación se muestra un resumen de tecnologías de generación y su grado de gestionabilidad.

Tabla 2. Resumen de las características de fuentes de generación. (Fuente: REE)

	Contribución a la cobertura	Aporte a la fiabilidad del sistema	Flexibilidad operativa	Facilita integración RES	Emite CO₂
Nuclear	Importante	Si	Escasa	No	No
Ciclo combinado	Importante	Si	Alta	Si	Reducida
Carbón	Descendente	Si	Media	Si	Elevada
Hidráulica	Variable	Si	Muy alta	No gestionable	No
Eólica	Variable	No	No	No gestionable	No
Solar	Variable	No	No	No gestionable	No

Como se puede observar en la tabla de arriba, las energías eólicas e hidráulicas no son gestionables ya que su contribución a la cobertura de la demanda es variable dependiendo de la disponibilidad del recurso primario (viento en el caso de la eólica y suficiente caudal en el caso de la mini hidráulica).

Esto supone un riesgo ya que es posible no poder satisfacer la demanda mediante estos recursos únicamente.

Por estas discontinuidades de servicio es necesario tener un sistema de respaldo que garantice la continuidad de suministro. Para ello se mantendrá la conexión con la red general de suministro de la zona, siendo así posible el intercambio

energético. Así se permite devolver energía a la red en el caso de excedentes de producción, y actúa como soporte de la microrred para cubrir los picos de demanda.

También se instalará un sistema de reserva mediante recursos gestionables que tenga capacidad de regulación suficientemente flexible como para adaptarse a las necesidades del consumidor a corto plazo, que se explicará más adelante.

Se consideran todos los recursos renovables que se encuentren en un radio de 50 km de la ciudad y estén ya en funcionamiento, así se disminuirán las pérdidas de potencia en el transporte. La tabla que aparece a continuación muestra un resumen de la potencia instalada en los alrededores de la ciudad.

Tabla 3. Resumen de la potencia instalada en un radio de 50km de Ponferrada.

Potencia instalada	
Térmica	1341 MW
Eólica	323,75 MW
Hidráulica	233,9 MW

La variedad de fuentes de generación de energía tiene grandes ventajas en cuanto a gestión ya que cada tecnología de generación presenta un perfil horario diferente, así es posible satisfacer la falta de suministro de un tipo de tecnología con otras fuentes también activas en ese momento.

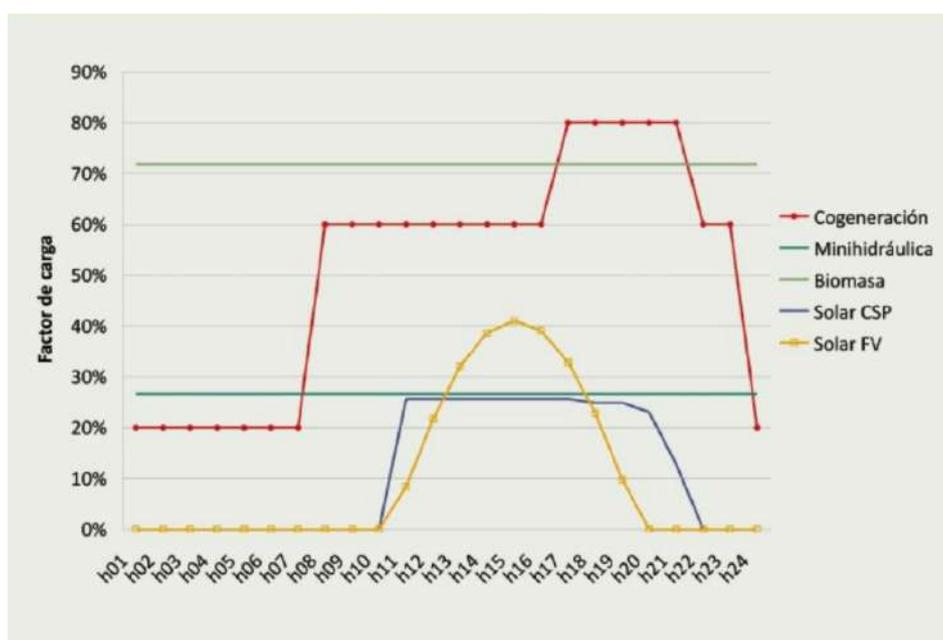


Ilustración 16. Factor de carga de diferentes tecnologías. [24]

4.4.1 Eólica

Según la información encontrada en el Ente Regional de la Energía de Castilla y León, existen catorce parques eólicos instalados en los alrededores de Ponferrada y que se encuentran en funcionamiento. Se detalla su información en la siguiente tabla:

Tabla 4. Detalle de los parques eólicos instalados en los alrededores de Ponferrada. (Fuente AEE)

Parque eólico	Termino municipal	Potencia instalada (MW)	Nº aerogeneradores	Potencia unitaria (KW)	Distancia a Ponferrada (km)
El Pedrón (I+II)	Santa Coloma de Somoza	43,2	27	1600	38,3
Argaños o	Santa Colomba de Somoza y Torre del Bierzo	22	11	2000	38,3
Peña del Gato	Torre del Bierzo, Villagatón e Igüeña	50	25	2000	29,8
Valdesamario	Riello, Valdesamario y Villagatón	24	12	2000	29,8
El Manzana I	Brazuelo	33,75	45	750	44,6
San Pedro	Castropodame y Torre	7,5	10	750	14,5
El Redonda I Fase 1	Castropodame y Turienzo Castañero	14,45	17	850	18,5
El Redonda I Fase 2	Castropodame y Turienzo Castañero	16,15	5 y 14	850	18,5
Valdelín	Folgozo de la Ribera	18	9	2000	29,4
Valdelín Ampliación	Folgozo de la Ribera, Igüeña y Torre del Bierzo	6	3	2000	29,4
La Mallada	Lucillo	44,8	28	1670	38,7
Lucillo	Lucillo	17,6	11	1600	38,7
Cerro Becerril	Lucillo y Sta.Coloma de Somoza	14,4	9	1670	38,7
Era del Pico	Mallonseca, Castropodame y T.Bierzo	11,9	10 y 4	850	14,5

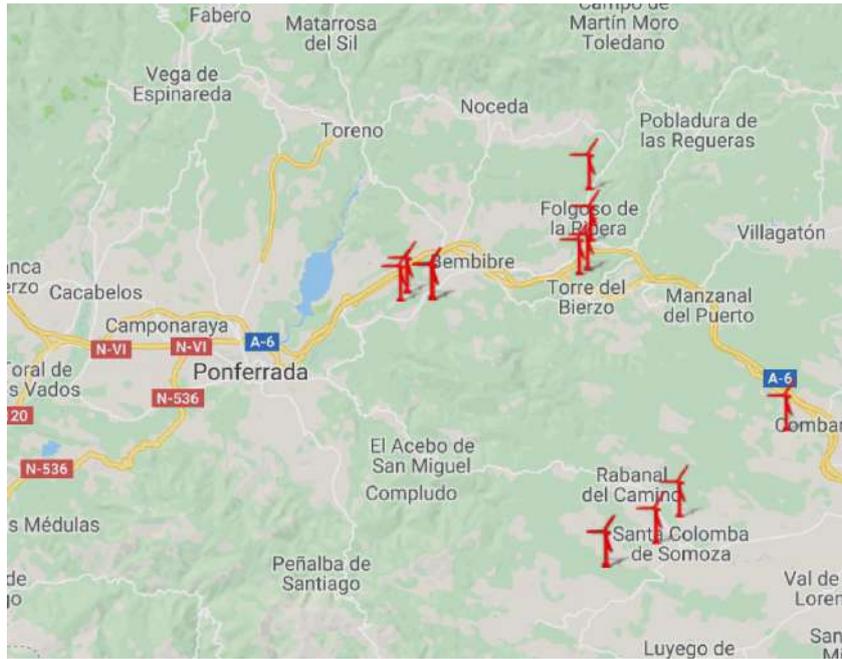


Ilustración 17. Localización de los parques eólicos anteriormente mencionados.

El inconveniente de esta tecnología es su total dependencia del viento, cuya variación es completamente aleatoria y de difícil predicción. Es una forma de generación totalmente no gestionable, pero sin embargo presenta una elevada potencia instalada, por lo que puede producir importantes pérdidas de suministro en la microrred, siendo así necesaria una fuente de reserva con gran rapidez de puesta en marcha para suministrar la energía necesaria.

Esta irregularidad de suministro de la energía eólica mencionada se plasma en las dos siguientes figuras:

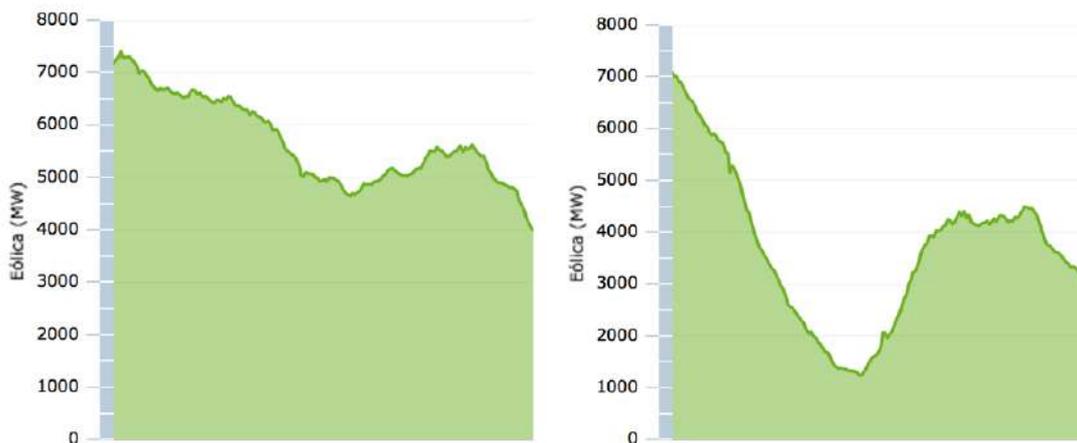


Ilustración 18. Curvas de generación de eólica: izquierda del día 21/02/2017 y derecha del día 16/07/2017 (Fuente REE)

4.4.2 Minihidráulica

La energía mini hidráulica se basa en el aprovechamiento del movimiento de masas de agua para producir electricidad.

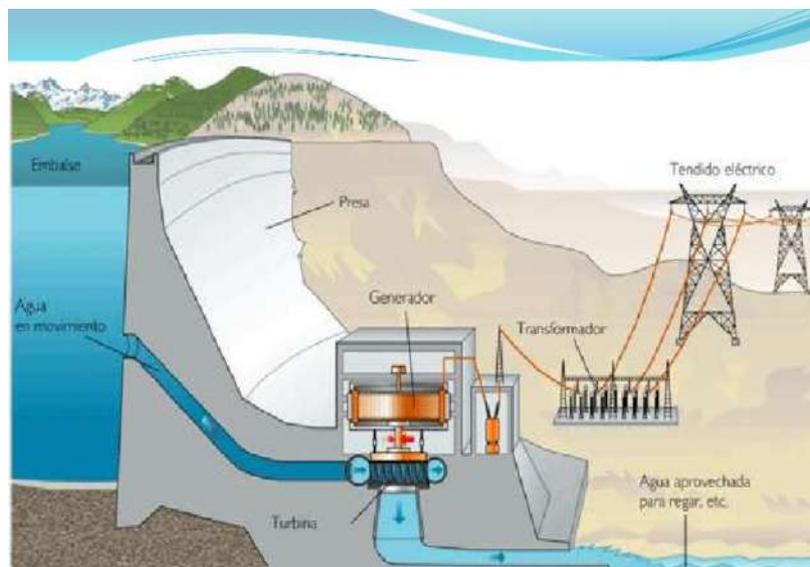


Ilustración 19. Funcionamiento de una central hidráulica.

En el 2017 hubo una potencia eléctrica peninsular instalada por producción hidráulica de 20,36 MW, lo que supone un 20,5% de la potencia total instalada en la península.

Según los datos que nos ha facilitado Endesa, existen seis centrales mini hidráulicas en la zona de interés, todas ellas se sitúan en el río Sil. En la tabla que viene a continuación se muestra un resumen de estas:

Tabla 5. Resumen de las centrales mini hidráulicas de la zona (Fuente: Endesa)

Central	Potencia instalada (MW)
Rioscuro	15,5
Ondinas	83,5
Peñadrada	38,6
Sta. Marina I	21
Sta. Marina II	14,1
Bárcena	61,2

Capítulo 5. Valorización energética de residuos: la gasificación por plasma.

5.1. *Introducción*

Para el desarrollo de este proyecto es necesaria la instalación de una fuente energética renovable y que sea gestionable, que pueda utilizarse en caso de falta de suministro por parte de la generación no gestionables ya instalada. Este sistema de reserva debe ser capaz de seguir la curva de demanda y tener una rápida respuesta ya que su conexión debe ser inmediata en caso de falta de suministro por parte de la generación eólica o mini hidráulica.

Además, existe un problema con la gestión de residuos biomásicos: urbanos, forestales y agrícolas. Durante los últimos años su generación ha ido aumentando. La industrialización, el crecimiento poblacional y la aparición de nuevos centros urbanos han causado un aumento en la cantidad de los residuos producidos. Esto hace necesaria una atención a la gestión de los mismos.

Estos residuos tienen un gran potencial energético que no se está aprovechando, por tanto, es necesario un método que sea capaz de aprovecharlos energéticamente y que además sea económica y medioambientalmente sostenible.

5.2. *Opciones de valorización energética de residuos.*

Existen diferentes tecnologías de valorización energética, las cuales se pueden clasificar en procesos biológicos y procesos térmicos. Los primeros podrán ser aplicados cuando el residuo posea una importante fracción biodegradable. En cambio, los procesos térmicos serán viables cuando el poder calorífico del residuo, que se mide mediante el poder calorífico inferior (PCI), sea medio o alto.

Algunos de los procesos de valorización energética de residuos disponibles son:

- Vertederos controlados.
- Pirolisis.
- Incineración.
- Gasificación por plasma.

5.2.1. *Vertederos controlados*

En España es el tratamiento de residuos más habitual. Consiste en el almacenamiento de basuras en un recinto para que se produzca su fermentación anaerobia generando gases y lixiviados líquidos. Este suelo debe tener ciertas características de impermeabilidad, de forma que los lixiviados no lleguen al subsuelo y contaminen así aguas subterráneas. Su extensión suele ser de gran tamaño ya que los residuos no se eliminan, sino que se van acumulando en capas.

Tras el sellado del vertedero, la formación de lixiviados y emisiones de metano se debe controlar durante 30-50 años más, sin embargo, es muy probable que se descuide el tratamiento de lixiviados y gases emitidos, lo que puede provocar un gran impacto medio ambiental. Por esto actualmente en Europa es considerado como la última opción en la gestión residuos, y se recomienda recurrir a otras alternativas como la incineración.

Además, otra de las iniciativas europeas para el año 2020 es implantar una economía circular, esto es, un concepto económico cuyo objetivo es que el valor de los productos, los materiales y los recursos se mantenga en la economía durante el mayor tiempo posible, y que se reduzca al mínimo la generación de residuos.

El fermentado de los residuos produce un biogás, compuesto principalmente de metano, que se quema o se aprovecha energéticamente. Este gas se utiliza para accionar motores de combustión interna cuyo tiempo de arranque es elevado para la aplicación en este proyecto (aproximadamente 10 minutos), ya que es necesario un sistema que consiga alcanzar plena potencia en cuestión de segundos.

5.2.2. *Pirólisis*

La pirólisis consiste en la degradación térmica de una sustancia en ausencia de oxígeno, por lo que dichas sustancias se descomponen mediante calor, sin que se produzcan las reacciones de combustión.

Esta técnica es de aplicación a la biomasa, pero no es aplicable a los residuos urbanos por la aparición de compuestos orgánicos complejos en las diferentes fases, dificultando el aprovechamiento energético.

5.2.3. Incineración

La incineración consiste en la combustión controlada de los residuos para la reducción de su peso y volumen y para la destrucción de los contaminantes orgánicos. Permite la recuperación de una parte de la energía contenida en los residuos.

Este recurso es limpio y está implantado en grandes ciudades. Un ejemplo es la planta de incineración de residuos de Spittelau, en Viena. Esta planta produce energía para más de 150.000 viviendas y más de 3 edificios públicos.



Ilustración 21. Planta de incineración de residuos Spittleau, en Viena.

El problema que nos volvemos a encontrar aquí es que el aprovechamiento del gas desprendido en la incineración se realiza mediante turbinas o motores de combustión interna, cuyos tiempos de arranque como se ha explicado antes son elevados para la aplicación en el proyecto.

Además, los subproductos que se derivan de la combustión deben ser tratados como gases tóxicos.

5.2.4. Gasificación por plasma

La gasificación por plasma es un proceso térmico en el que se alcanza la disociación completa de la materia orgánica, esto es debido a las altas temperaturas que se alcanzan (en torno a los 5000°C) que permiten esta disociación molecular.

Se trata de un producto limpio, libre de subproductos que puedan resultar tóxicos. Esto quiere decir que no forma nuevos compuestos, sino que transforma la materia orgánica que se introduce en la vasija y la descompone en sus componentes elementales (fundamentalmente hidrógeno y monóxido de carbono). La mayor dificultad que plantea esta tecnología es el almacenamiento del hidrógeno, ámbito que sigue en desarrollo.

La principal razón por la que se elige esta tecnología es su versatilidad. Se pueden introducir distintos tipos de residuos, ya sean de origen agrícola, forestal o urbano, sin necesidad de diseñar procesos específicos para cada uno, lo que es inviable en un vertedero, y en una incineradora supone ajustar las condiciones de combustión ya que no todos tienen el mismo poder calorífico.

Esta tecnología es el recurso óptimo a utilizar ya que supone un recurso limpio y cumple con los requisitos de la fuente de reserva de la microrred.

5.3. Residuos sólidos urbanos

En poblaciones económicamente desarrolladas, como es el marco europeo, existe una gran producción de residuos que es necesario gestionar, y en función del tipo de residuos será necesario un tratamiento específico.

La principal materia prima que usaremos para la producción de energía renovables gestionable en nuestra microrred procederá de la recuperación energética de los residuos biomásicos: urbanos orgánicos procedentes de la población de Ponferrada, además de los forestales y agrícolas mediante una planta de gasificación por plasma. Será fundamental conocer el volumen de estos residuos sólidos urbanos ya que es a partir de esta cantidad que se dimensionará la planta.

Según los datos de Eurostat, en España se generaron 449 kg de RSU por habitante en el año 2013, por debajo de los 481 kg/habitante de la media europea.

En el siguiente gráfico se muestra la composición media de los RSU generados por los españoles. Dicha composición afectará directamente a la capacidad de recuperación energética que tengas los RSU. Se observa que la fracción de materia orgánica, útil para la producción de energía eléctrica, es del 49%.

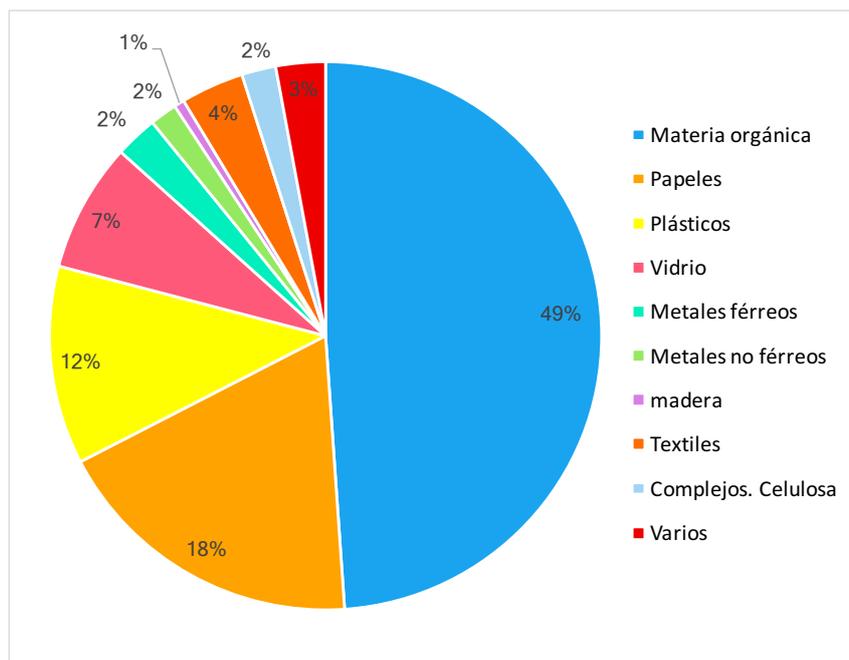


Ilustración 22. Gráfico de la estimación de la composición media de los RSU en España.

5.4. Residuos sólidos urbanos en Ponferrada

Ponferrada se encuentra incluida en el Consorcio Provincial para la gestión de Residuos Sólidos Urbanos en la provincia de León (GERSUL). Este servicio está concesionado a la empresa FCC S.A que, entre otros, es la responsable de la recogida selectiva de los RSU: fracción orgánica, papel-cartón, vidrio y envases (plásticos, latas y bricks).

Los residuos procedentes de la fracción orgánica y los envases se trasladan a la Estación de Transferencia- Planta de Clasificación de Envases de Ponferrada.

A continuación, se muestra la evolución de las cantidades recogidas desde el año 2010 hasta el 2015, expresadas en toneladas anuales:

Tabla 6. Cantidades de RSU recogidas en los años 2010 a 2015. (Fuente: Ayuntamiento de Ponferrada)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fracción orgánica (t/año)	24.514	24.217	23.143	22.376	22.850	22.841
Cartón- papel (t/año)	1.628	1.504	1.399	1.271	1.285	1.294

Envases (plásticos, latas y bricks) (t/año)	649	602	568	560	559	541
Vidrio (t/año)	847	771	732	700	708	723
Total (t/año)	27.638	27.094	25.842	24.907	25.402	25.399

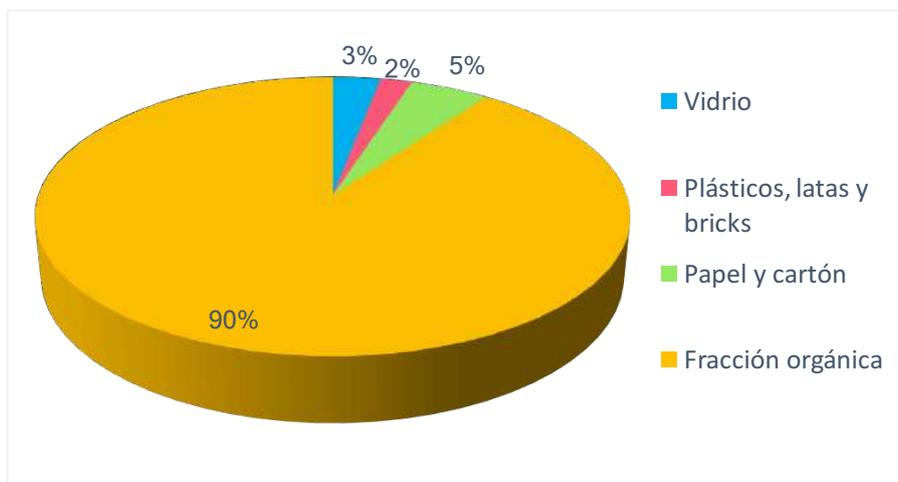


Ilustración 23. Gráfico de porcentajes de RSU recogidos en el año 2015. (Fuente: Ayuntamiento de Ponferrada)

Basándonos en los datos de los RSU recogidos en el año 2015 que aparecen en la tabla 1 y en el número de habitantes de Ponferrada se tiene una producción de RSU de:

$$\text{Cantidad de residuos} = \frac{25.399 \text{ t/año}}{365 \text{ días}} = 69,6 \text{ t/día}$$

Esta cifra corresponde a los residuos totales generados, pero solo la parte correspondiente a la fracción orgánica es la que interesa. La fracción orgánica, como se muestra en ilustración 23, es el 90%. Por tanto, se tendrían 62,6 t/día de residuos aprovechables en la planta de gasificación.

Como se ha mencionado antes estos residuos se trasladan a la Estación de transferencia de Ponferrada, donde los clasifican y los empaquetan para trasladarlos al vertedero de San Román de la Vega.

5.5. Residuos forestales y agrícolas en Ponferrada

Otra fuente de residuos aprovechable para la producción de energía eléctrica son los residuos forestales y agrícolas.

En este punto es importante distinguir entre biomasa forestal y residuos forestales.

La primera es toda la materia que se genera en los bosques y es aprovechables como producto industrial, ya sea como materia prima para su transformación en bienes (madera) o aprovechada como combustible.

Los residuos forestales son aquellos que derivan de la explotación forestal pero no pueden ser convertidos en subproductos. El abandono de estos restos supone un alto riesgo ya que en las épocas calurosas son focos de riesgos de incendios forestales.

En el municipio de Ponferrada los usos del suelo son:

- * Monte: se trata fundamentalmente de matorrales. Se dan en la zona montañosa del municipio, abarca $\frac{3}{4}$ partes de la superficie.
- * Pastos permanentes: estos son prados y pastizales, abarcan el 4% de la superficie.
- * Tierra de cultivo: abarca el 6% de la superficie total. Dentro de las tierras de cultivo destacan:
 - Cultivos herbáceos: en secano predominan los cereales; en el regadío destacan las hortalizas (pimiento, verduras, patatas), productos forrajeros (maíz y alfalfa).
 - Viñedo: es uno de los pilares básicos de la economía agraria berciana.
 - Frutales: fundamentalmente Manzano, Cerezo, Peral. Este tipo de aprovechamiento se ha convertido en los últimos años en uno de los principales productos agrarios comercializados.

En la tabla 7 se muestran los porcentajes que ocupan estas tierras en el municipio.

Tabla 7. Porcentajes ocupados por distintos tipos de cultivos en Ponferrada.

Superficies agrícolas	Ponferrada	
	Unidades	%
Superficie Total	18.168	100,0
<i>Superficie Agrícola Utilizada SAU</i>	10.333	
Tierras Labradas	1.651	
Herbáceos	329	1,8
Leñosos	1.322	
Frutales	542	3,0
Olivar	0	0,0
Viñedo	780	4,3
Otras tierras labradas	0	0,0
Pastos Permanentes	8.682	47,8
<i>Otras tierras</i>	7.836	
Especies Arbóreas Forestales	3.578	19,7
Otras tierras	4.258	23,4

Anualmente se producen en Ponferrada 15.590 toneladas de residuos forestal, que se obtiene de la limpieza de los bosques de la comarca, 6.681 toneladas de residuos agrícolas, como paja o cáscara de cereal.

Además, se producen también 138 toneladas de residuos en los cultivos leñosos (frutales, olivar, viñedo).

Los residuos procedentes de cultivos herbáceos y pastos permanentes no se tendrán en cuenta ya que se desconocen las cantidades recogidas.

5.6. Resumen de los residuos empleados

A continuación, se presenta en una tabla los principales residuos que se van a utilizar para su gasificación y recuperación energética.

Tabla 8. Cantidades totales de residuos que se van a usar.

Tipo de residuo	Toneladas anuales
Forestal	15.590
Agrícola	6.681

Cultivos leñosos	138
RSU	22.859
Total	45.268

La energía que se podría obtener a partir de estos residuos es la siguiente:

$$RSU \rightarrow 22.859 \frac{Tn}{año} \times 1000 \frac{kg}{Tn} \times 3000 \frac{Kcal}{kg} = 68577 \frac{Gcal}{año}$$

Lo que supone una energía de 79,55 GWh/año. Podemos realizar el cálculo de potencia de esta energía como sigue:

$$79,55 \text{ GWh/año} \times \frac{1 \text{ año}}{8760 \text{ horas}} = 9,081 \text{ MW}$$

La planta de gasificación sería capaz de producir una media de **9,08 MW** cada hora, a partir de los RSU. No hemos considerado los rendimientos del aprovechamiento energético.

Respecto a los residuos forestales, agrícolas y cultivos leñosos, consideramos el mismo poder calorífico para todos por tanto la energía que se podría obtener de todos ellos es:

$$Residuos \text{ totales} = 15.590 + 6.681 + 138 = 22.409 \frac{Tn}{año}$$

$$22.409 \frac{Tn}{año} \times 1000 \frac{kg}{Tn} \times 4300 \frac{Kcal}{kg} = 96.358 \frac{Gcal}{año}$$

Esto supone una media de 112,16 GWh/año. Conocida esta energía se dimensiona la potencia, sin considerar los rendimientos del aprovechamiento energético como:

$$112,16 \text{ GWh} \times \frac{1 \text{ año}}{8750 \text{ horas}} = 12,82 \text{ MW}$$

La planta de gasificación sería capaz de producir a partir de estos residuos **12,82 MW** cada hora, sin tener en cuenta el rendimiento de cada proceso.

Además, esta planta se va a dimensionar considerando una recepción de residuos de **125 Tn/día**.

5.7. *Planta de gasificación por plasma*

Como se ha mencionado, es necesaria la implantación de una fuente de energía de respaldo renovable y gestionable, que sea capaz de cubrir las interrupciones de las fuentes eólica y mini hidráulica que hay en la zona.

Esta fuente será una planta de gasificación y vitrificación por plasma, se trata de una forma de recuperación energética de los residuos para producir electricidad de forma limpia, eficiente y que reduce así la cantidad de los residuos que se generan.

5.7.1. *El plasma*

El plasma es un gas ionizado a muy alta temperatura. Debido a que el plasma se comporta de manera diferente en los tres estados de la materia: sólido, líquido y gaseoso, se puede considerar como el cuarto estado.

El plasma se produce cuando un gas alcanza temperaturas mayores a 5000°C en presencia de un campo eléctrico. A estas temperaturas se produce la disociación completa de la materia orgánica que se introduce en el plasma.

El uso de plasma en procesos industriales se ha ido desarrollando a lo largo de los últimos 50 años, siendo la metalurgia el principal campo de aplicación, por ejemplo, la soldadura por plasma.

5.7.2. *Características del proceso*

Se quiere utilizar un sistema convertidor de plasma que genera un intenso campo de energía que produce la disociación molecular de sólidos, líquidos y gases. Esto permite eliminar los residuos introducidos en la vasija de forma irreversible.

El plasma tiene una temperatura superior a 5000°C, en estas condiciones las moléculas orgánicas se desintegran, obteniéndose el gas síntesis que consiste principalmente en una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, aunque contiene también otros componentes. Por otro lado, la materia inorgánica se reduce a un material vitrocerámico reciclable. Los metales introducidos en el reactor se obtienen como masa fundida junto al material vitrificado. Por tanto, es un proceso libre de cenizas.

5.7.3. Etapas del proceso de gasificación por plasma

En la siguiente ilustración se muestra un esquema de las diferentes etapas del sistema de gasificación por plasma:

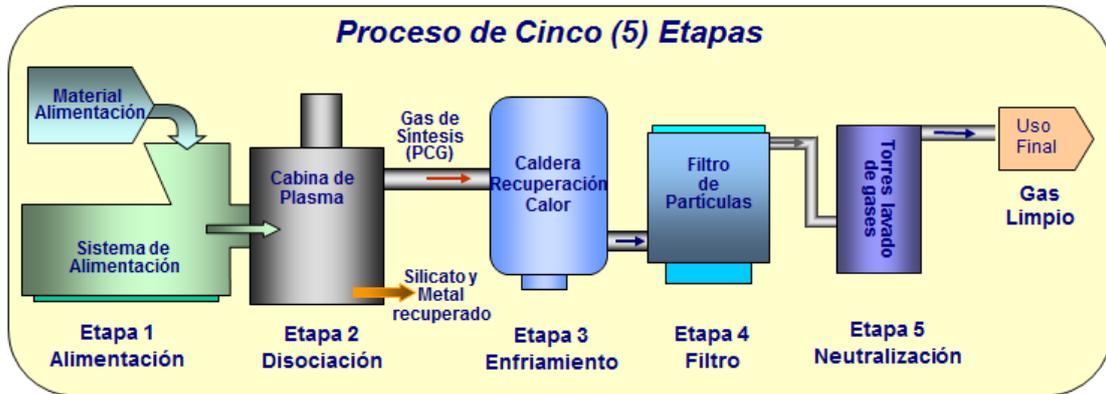


Ilustración 24. Etapas del proceso de gasificación de por plasma. (Fuente: Materiales Renovados)

Las etapas del proceso se explican a continuación:

Etapa 1. Alimentación

El Sistema Convertidor de Plasma puede ser alimentado por cualquier tipo de residuo. En este proyecto se va a alimentar con residuos sólidos urbanos, agrícolas y forestales.

Previos a la alimentación se realizan una serie de procesos que optimizan el proceso de gasificación y aumentan su eficiencia.

- *Reducción de tamaño:* Mediante trituradores o molinos martillo se reduce el volumen de los residuos para hacerlos más manejables, uniformes y fáciles de introducir en el reactor.
- *Separación:* consigue un residuo más uniforme y de mejor calidad, lo que optimiza el proceso, ya que la introducción de un residuo uniforme provoca que la composición del gas síntesis no varíe. Se pueden usar, dependiendo del tipo de residuo, separadores magnéticos, balísticos u ópticos.
- *Compactación:* el objetivo es aumentar la densidad de los residuos, así se agiliza el proceso de transporte y almacenamiento de residuos. Se usa el proceso de peletización, formando pelets que pueden almacenarse durante largos periodos de tiempo sin deteriorarse.
- *Reducción de la humedad:* antes de realizar la alimentación, y aprovechando la elevada temperatura del gas síntesis, se usa este calor

para disminuir la humedad de los residuos que entran en la vasija, así se aumenta el rendimiento del proceso.

- *Alimentación*: la alimentación al reactor se realiza por medio de una línea. Así se garantiza la entrada continua de residuos cuyo ritmo se regula por el sistema de control del reactor. Este sistema calcula en todo momento el ritmo óptimo que debe seguir la línea de alimentación.

Se debe tener en cuenta también el sistema de alimentación que introduce los gases necesarios para la creación del plasma:

- Gas oxígeno: se alimenta el reactor para crear el medio oxidante.
- Gas plasmógeno (aire): alimenta a las antorchas para la formación de plasma.

Etapa 2: Disociación

En esta etapa tiene lugar la disociación de los residuos introducidos en el reactor, produciéndose la ruptura de los enlaces de las moléculas. Tiene lugar dentro de la vasija de plasma. La diferencia de potencial que se genera en la antorcha de plasma entre dos electrodos provoca el cebado del arco eléctrico. Este arco eléctrico permite elevar la temperatura hasta lograr la disociación total de las partículas. Los productos que se obtienen son un gas de síntesis y materia inerte vitrificada.

En la ilustración 25 se representan las diferentes transformaciones que sufre la materia en función de la temperatura a la que someta.

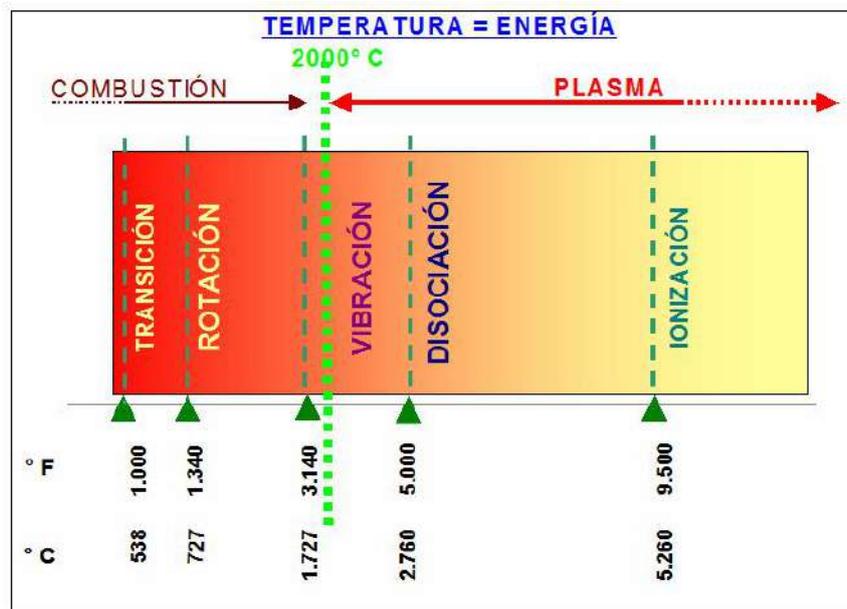
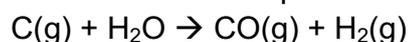


Ilustración 25. Transformaciones de la materia en función de la temperatura. (Fuente: Acciona)

Se observa que la disociación tiene lugar entre los 2760-5260°C, por ello se alcanzarán en la vasija los 5000°C, para garantizar la disociación completa. Esta disociación tiene lugar en presencia de una atmosfera reductora. Los procesos térmicos que se dan en la vasija son los siguientes:

1. Cracking térmico: las moléculas complejas son disociadas 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. Como subproducto de reacciones de oxidación completa aparecen pequeñas cantidades de dióxido de carbono y agua, que provocan un efecto negativo sobre el poder calorífico del gas síntesis resultante.
3. Reformación: los elementos primarios obtenidos se combinan para formar nuevas moléculas, principalmente de hidrogeno y monóxido de carbono. Las reacciones del proceso son las siguientes:



El fondo de la vasija está cubierto por arena fundida rica en silicio, así al producirse la disociación los elementos inorgánicos se depositan en el fondo de la vasija, reaccionando con el silicio fundido en la arena. Como resultado se forma un material no tóxico ni lixiviable. Esto permite reducir el volumen de los residuos.

Etapa 3: Enfriamiento

El gas síntesis que se obtiene a la salida de la vasija se encuentra a una temperatura próxima a los 1500°C, por lo que es necesario disminuir su temperatura y así aprovechar ese calor y que el equipo gaste poca energía. El calor obtenido en esta etapa se podrá usar para generar vapor y producir electricidad en un ciclo Rankine y secar los residuos antes de introducirlos en la vasija.

Etapa 4: Filtrado y purificación de gases

El gas de síntesis obtenido a la salida de la vasija tiene una composición aproximada de 45% H₂ y 55% CO. La fracción restante corresponde a componentes que disminuyen la calidad de este gas, por lo que es necesario someterlo a un proceso de filtrado y purificación.

Se usará un ciclón. Los ciclones son colectores cilíndricos de partículas, se

basan en la diferencia de densidad existente entre los sólidos y los gases. Separan las partículas sólidas de la corriente de gas.

En función de las características del gas de entradas y del tipo de ciclón, el rendimiento es del 65% - 99%. Este proceso tiene numerosas ventajas, como el bajo coste de inversión, mantenimiento y operación, pero tiene el inconveniente de ser efectivo solo para partículas a partir de 10µm de diámetro.

Etapa 5: Neutralización

En esta etapa se procede al neutralizado del gas síntesis, que tras pasar por el ciclón presenta componentes que deben ser reducidos. Para se utiliza un sistema combinado Scrubber y quench.

El sistema Scrubber es un lavado que consiste en eliminar el H₂S presente, el gas se pone en contacto con una disolución de hidróxido de sodio que transforma el H₂S en monóxido de sodio y agua.

Como resultado el gas de salida queda libre de compuestos halogenados y sulfuros, presentado la siguiente composición:

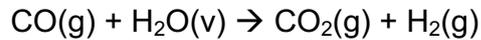
Tabla 9. Composición del gas de síntesis

Elemento	%
H₂	4,46
N₂	7,11
CO	77,6
CO₂	6,67
CH₄	0,01
Ar	1,22
H₂S	0

Se puede observar que la composición de monóxido de carbono es aún muy elevada frente a la de hidrógeno, además de que el dióxido de carbono presente

debe ser capturado. Para ello se llevan a cabo los siguientes procesos:

- Reacción Shift: se quiere aumentar la pureza del hidrogeno presente en el gas eliminando el monóxido de carbono. Se usa un catalizador de hierro para lograr la reacción:



- Captura y secuestro de CO₂: se elimina el CO₂ presente en el gas de síntesis haciéndolo pasar por un baño solvente de ácidos.

5.7.4. Sistemas y componentes de la gasificación por plasma

Vasija

La vasija o reactor es donde tiene lugar la disociación de la materia orgánica. Se diferencian dos partes: la tapa de acero inoxidable y el cuerpo. El correcto sellado entre ambas partes es crucial por lo que la vasija opera a presiones negativas para simplificar el proceso y evitar fugas del gas síntesis. La salida de los productos, gas síntesis y material vitrificado, se puede realizar por una única salida o dos diferenciadas: una para el material fundido y otra para el gas síntesis.



Ilustración 26. Esquema de la vasija

En la ilustración anterior se representa de forma esquemática la vasija y su funcionamiento.

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

Antorcha de plasma

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

- Transferida: Se usa en procesos en los que se necesite fundir materias, sea en estado sólido o pastoso. El arco eléctrico se produce entre un ánodo de sacrificio localizado en la antorcha y un cátodo situado en el fondo de la vasija. La transmisión de calor se produce por radiación, convección y conducción. La energía que se transfiere se concentrará en el punto de incidencia del haz, debido a la resistencia que presenta la materia al paso de la corriente.
- No transferida: se usa para calentar y vaporizar sólidos en polvo, sólidos, líquido o gases. El ánodo y el cátodo están situados dentro de la antorcha y ambos son de sacrificio. La energía se transfiere por radiación. Este es el tipo de antorcha que se usara en el proyecto pues es la más barata y es suficiente para el uso que se le va a dar.

En la ilustración siguiente observamos ambos tipos de antorchas.

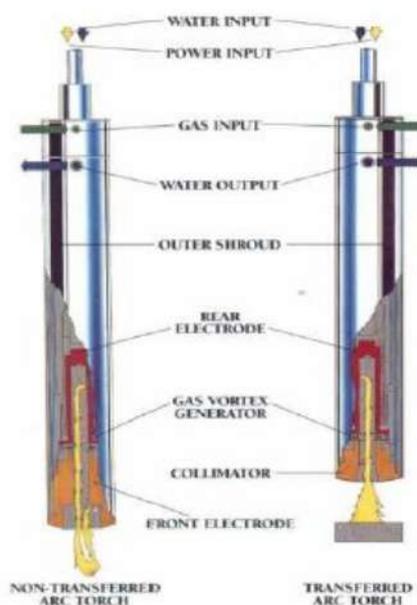


Ilustración 27. Comparación entre antorcha de arco no transferido y arco transferido.

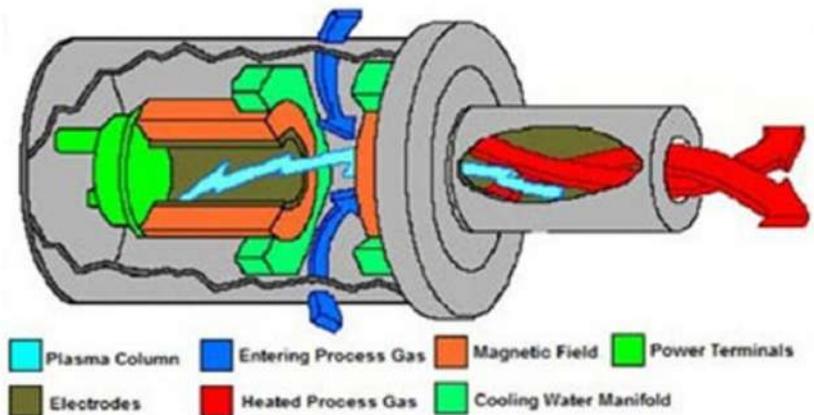


Ilustración 28. Esquema de una antorcha de plasma.

Generador de corriente eléctrica

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

Sistema de control del proceso

El control de proceso de basa en un PLC (control lógico programable). Sus funciones principales son las de regular el ritmo de alimentación del sistema, la introducción del gas plasmógeno en la vasija y monitorizar la composición del gas en tiempo real para poder ajustar su composición y controlar el generador de corriente conectado a la antorcha. Todo el control se realiza desde un puesto de control centralizado con un sistema informático de interfaz humano.

Sistema de refrigeración de la antorcha

Se necesita refrigerar la antorcha para proteger sus componentes y controlar la temperatura alcanzada en el electrodo. Para la refrigeración se usa agua desionizada que circula bajo presión por un circuito cerrado.

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

Sistema de gas

Aquí se genera la corriente de gas que se introduce a través de la antorcha para producir el arco eléctrico. Este gas se denomina plasmógeno, 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 el último el más usado por ser el más barato.

Sistema de descarga del material vitrificado

Es posible extraer el material vitrificado de dos formas:

- Lateralmente por inclinación, en cuyo caso la extracción no es continua. Es el método más utilizado ya que generalmente se prefiere una extracción discontinua debido a que las cantidades de material que se forman son pequeñas.
- Por medio de un sistema mecánico continuo de extracción, con un tornillo sinfín.

En este proyecto, para evitar la acumulación de material vitrificado que pueda obstruir la salida, se usará un método de extracción continuo usando un tornillo sinfín.

Una vez extraída la materia, se deposita en un carro enfriado por agua. Así se enfría rápidamente, formando pequeños fragmentos lisos fáciles de manipular.

5.7.5. Ventajas e inconvenientes de la gasificación por plasma

- Las altas temperaturas del proceso permiten la disociación completa e irreversible, lo que hace posible deshacerse de los residuos sin producir emisiones ni residuos o cenizas como ocurre en la incineración.
- El balance energético resultante es positivo
- El material vitrificado resultante de la materia inorgánica introducida en la vasija puede ser utilizado en materiales de construcción.

- Es un proceso eficaz, aunque varíen los residuos a tratar. Sin embargo, se debe evitar introducir residuos húmedos o inertes en la vasija ya que reducen el poder calorífico del gas síntesis.
- Es un proceso con bajas emisiones atmosféricas, que cumple unos requisitos más estrictos que los legales.
- Las pilas de combustible en las que es posible utilizar el hidrógeno tienen un tiempo de puesta en marcha muy corto, que es lo que se necesita en este proyecto.

5.7.6. Características del gas de síntesis

Como se ha comentado con anterioridad, el gas resultante del proceso está compuesto mayoritariamente por monóxido de carbono e hidrógeno, aproximadamente un 80% del volumen total. Además de estos gases también se pueden encontrar otros como el dióxido de carbono o el nitrógeno, en menor cantidad.

Cabe destacar una característica muy interesante de este proceso, que hace considerar esta tecnología para el tratamiento de residuos y no ostras. Independientemente de la composición de los residuos que se introducen en la vasija para la disociación y producción del gas de síntesis, la composición porcentual del peso de dicho gas es prácticamente constante variando únicamente la cantidad total que se obtiene. En la ilustración 29 se puede apreciar como la composición es más o menos constante.

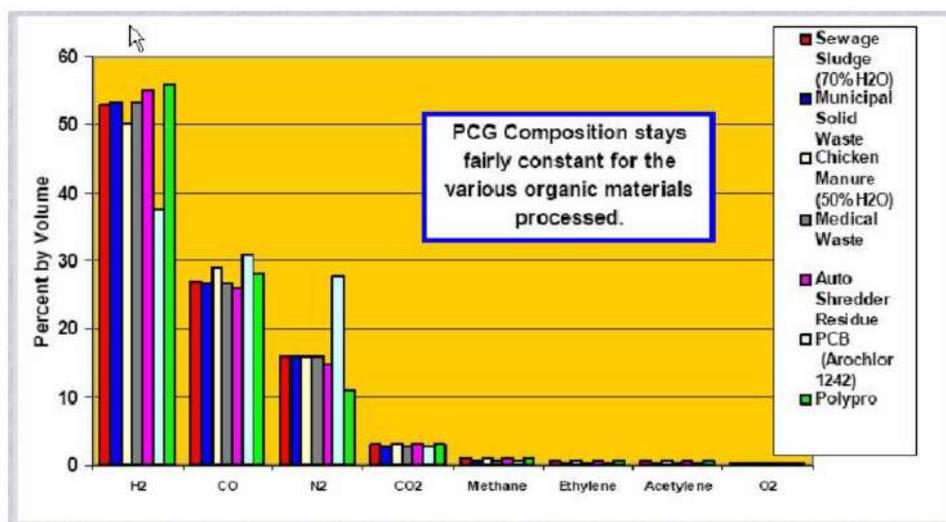


Ilustración 29. Composición del gas de síntesis en función de los residuos utilizados. [18]

Esto supone una gran ventaja ya que así no son necesarios procesos específicos dependiendo del tipo de residuos que se vayan a utilizar, y por tanto no será necesaria una clasificación de estos.

Por otro lado, la composición del material vitrificado que queda en la vasija sí que varía notablemente en función del tipo de residuos utilizado en el proceso, sin embargo, al ser un subproducto que no forma parte del gas de síntesis no afecta en ningún caso a la composición de este.

5.7.7. Sistema de recuperación de calor. Ciclo Rankine

Como se ha comentado, la temperatura de los gases a la salida de la vasija se encuentra en torno a los 1250°C, por lo que es necesario enfriarlos antes de su paso por los demás sistemas. Este enfriamiento se hará mediante el uso de un intercambiador de calor, donde se genera gran potencia calorífica que se puede aprovechar para mejorar el rendimiento del proceso.

Para ello se plantea la instalación de un ciclo Rankine que cumpla con los objetivos que vienen a continuación:

1. Aprovechamiento del calor cedido para la generación de electricidad en una turbina, que pueda ser aprovechada en procesos internos de la planta, como puede ser el sistema de alimentación de la antorcha de plasma.
2. Obtención de calor en un condensador, para el calentamiento de los residuos que entran a la planta gasificación, aumentando así la calidad de los mismos.

En la ilustración 30 se representa un ciclo Rankine básico.

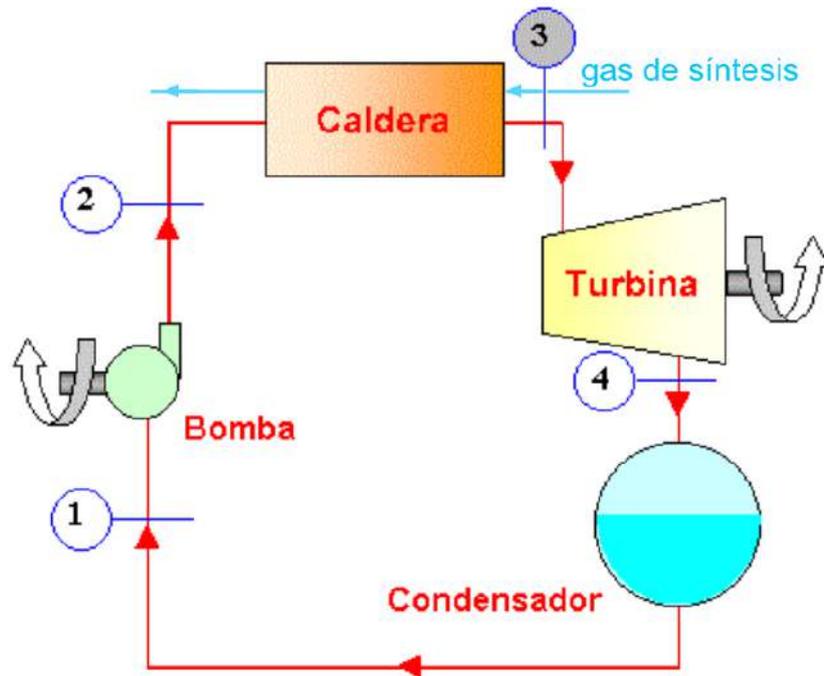


Ilustración 30. Esquema de un ciclo Rankine básico.

Caldera

El gas de síntesis que se obtiene en la vasija se introduce en la caldera, donde se reduce su temperatura hasta los 500°C aproximadamente. Esta caldera es un intercambiador de calor formado por dos circuitos cerrados entre los que se produce una transferencia de calor. Estos circuitos cerrados son:

- Un circuito de gases por donde circula el gas síntesis. Este se enfría durante su paso, varían su temperatura de 1250°C a la entrada hasta 500°C a la salida. Este descenso de temperatura supone una liberación de calor que se puede calcular de la forma siguiente:

$$Q = m * C_p * \Delta T = 976,09 \text{ kW}$$

Teniendo en cuenta las ineficiencias del intercambiador de calor, se supone un rendimiento de 90%, por lo que el calor real será:

$$Q_{real} = Q * \eta = 878,5 \text{ kW}$$

La tabla siguiente recoge el comportamiento del circuito de agua en su paso por la caldera:

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
2	40	41,63	177,88
3	40	500	3445,82

- b. Un circuito agua-vapor, formado por tres haces tubulares unidos. El agua del circuito llega a la caldera en forma de líquido comprimido y sale de la misma tras ser calentado por el calor cedido por el gas síntesis, en forma de vapor sobrecalentado. Se supondrá que el circuito de agua a la salida de la caldera se encuentra a una temperatura de 500°C

La posición de ambos circuitos es a contracorriente, así el intercambio de calor es máximo.

Turbina

A la salida de la caldera el agua se encuentra en estado de vapor sobrecalentado. En la turbina tiene lugar la expansión de este vapor, lo que provoca la generación de electricidad en la misma.

Se considerará que la turbina tiene un rendimiento del 90%.

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
3	40	500	3445,82
4	0,08	41,51	2403,10

Calculamos el trabajo que se produce en la turbina de la forma que sigue:

$$W_{turbina} = m * \frac{h_3 - h_4}{3600} * 0,9 = 355,5 \text{ kW}$$

Condensador

Consiste en un intercambiador de calor en el que se refrigera el circuito de agua mediante un circuito externo. El calor que se obtiene procedente del enfriamiento del agua es aprovechado para el secado de los residuos a la entrada de la vasija.

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
4	0,08	41,51	2403,10
1	0,08	41,51	173,85

El calor extraído en esta etapa, considerando también un rendimiento del 90%, es:

$$Q = m * \frac{h_4 - h_1}{3600} * 0,9 = 759,59 \text{ kW}$$

Bomba

Será accionada por parte de la electricidad generada en la turbina.

El agua llega en estado de líquido saturado, se somete a un proceso de compresión aumentando así la presión del fluido hasta el valor de presión en la caldera. De esta forma se obtiene a la salida agua en estado de líquido comprimido que llega a la caldera a la presión de trabajo de 40 bar.

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
1	0,08	41,51	173,85
2	40	41,567	177,88

Considerando el rendimiento del 90%, el trabajo requerido en la bomba es:

$$W_{bomba} = m * \frac{h_2 - h_1}{3600 * 0,9} = 1,7 \text{ kW}$$

Trabajo total del proceso

El trabajo neto producido en el ciclo Rankine será el producido por la turbina teniendo en cuenta el consumido por la bomba:

$$W_{neto} = W_{turbina} - W_{bomba} = 353,8 \text{ kW}$$

El rendimiento del ciclo queda:

$$\eta_{ciclo} = \frac{W_{neto}}{Q} * 100 = 40,3 \%$$

Teniendo en cuenta que el objetivo del ciclo Rankine es el secado de los residuos, se acepta este rendimiento.

Se obtiene una potencia total en el ciclo Rankine de 353,8 kW. Como se estima un funcionamiento de 8.760 horas anuales, mediante el ciclo Rankine se generarán 3,099 MWh al año.

Capítulo 6. Pilas de combustible.

6.1. *Introducción*

El gas síntesis obtenido en la planta de gasificación por plasma tiene un alto contenido de hidrógeno. Este hidrógeno se puede almacenar para ser utilizado de numerosas formas, ya sea en la industria química, para la generación de energía eléctrica, como combustible en sistemas de transporte, etc.

En este proyecto vamos a estudiar su uso para la producción de energía eléctrica. Así se tendría un sistema de reserva necesario para la microrred como se ha comentado anteriormente.

Para esto es necesaria la transformación del hidrógeno en energía. Esto se podría hacer mediante motores de combustión interna o turbinado del gas, pero estos procesos tienen un bajo rendimiento en comparación con las pilas de combustible. Por tanto, en este caso usaremos las últimas para la obtención de electricidad.

Las pilas de combustible presentan unas características muy ventajosas respecto su uso en este proyecto, y es que tienen una rápida puesta en funcionamiento para satisfacer la demanda, un elevado rendimiento y muy bajo impacto medioambiental, sus emisiones gaseosas son prácticamente nulas. Además, tienen una capacidad de actuación para un rango de potencias muy amplio, lo que permite su uso tanto para pequeñas aplicaciones como para sistemas más grandes como instalaciones de producción eléctrica.

Para garantizar el sistema de reserva de la red y disponer de energía gestionable, se incluirán en la microrred sistemas de almacenamiento de hidrógeno, de esta forma se podrá satisfacer la demanda en todo momento.

6.2. *Principios de funcionamiento*

Las células o pilas de combustible son reactores electroquímicos que permiten la conversión de la energía química en energía eléctrica y calor mediante un proceso catalítico electroquímico.

Esta combinación electroquímica catalítica de combustible (hidrógeno) y oxidante (oxígeno) se produce sin que haya combustión, de forma que se compensan las ineficiencias y contaminación de las formas de transformación de energía tradicionales.

Las pilas de combustible tienen tres elementos principales: dos electrodos iguales, ánodo (electrodo negativo) y el cátodo (electrodo positivo), y un electrolito, que trabaja como sistema de unión entre ambos y sirve como catalizador de las reacciones que tiene lugar en la pila. La ilustración 31 representa el esquema de funcionamiento de una pila de combustible.

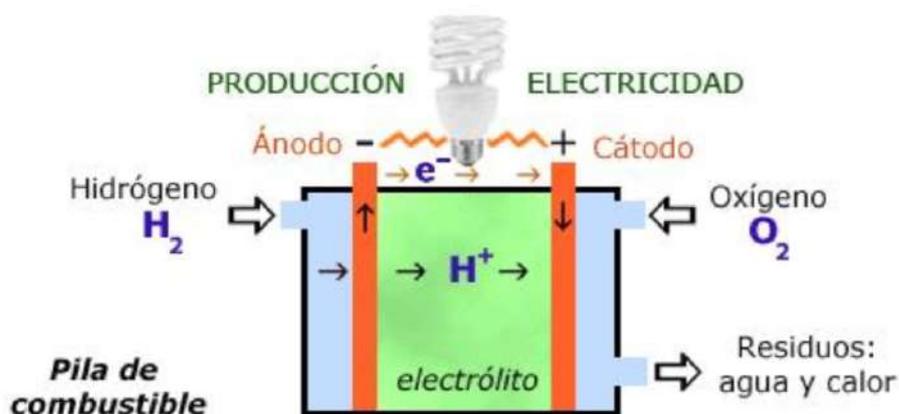


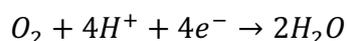
Ilustración 31. Esquema de una pila de combustible. [19]

Los átomos de hidrógeno entran en la pila por el ánodo, donde se disocian en e⁻ y H⁺ por medio de la siguiente reacción química:

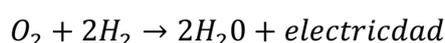


Los átomos de hidrógenos quedan ionizados, transportando carga eléctrica positiva. Por otra parte, los electrones cargados negativamente generan la corriente a través de las conexiones eléctricas.

A su vez el oxígeno entra por el cátodo, donde se une con los electrones que viajan por el circuito eléctrico y con los iones de hidrogeno presentes en el electrolito. La reacción que tiene lugar en el cátodo es:



Y reacción global de todo el proceso es:



Se debe destacar que el electrolito tiene un papel primordial. Este es el punto en contacto entre ánodo y cátodo, solo debe permitir el paso de los iones apropiados, impidiendo que los electrones libres pasen a través de él ya que entorpecería la reacción.

La eficiencia de las pilas de combustible se puede expresar mediante la ecuación de Nerst:

$$E = E_o + \frac{R * T}{n * F} * \ln \left(\frac{MM(2O_2) + MM(H_2)}{MM(H_2O)} \right)$$

Donde:

- E_o es el potencial estándar (1,229 V)
- R la constante de los gases (8,31 J/Kmol)
- T la temperatura absoluta (K)
- n es el número de moles que participan en la reacción
- F la constante de Faraday (96500 C/mol)

El único termino de valor variable en la expresión anterior es la temperatura, por lo que se puede concluir que esta será un factor importante en el diseño de las pilas de combustible.

6.3. Tipos de pilas de combustible

Se pueden diferenciar distintos tipos de pilas de combustibles en función del tipo de electrolito que usan y de la temperatura aproximada de su operación. La siguiente tabla es un resumen de algunos de los distintos tipos de pilas.

Tabla 10. Resumen de los tipos de pilas de combustible considerados.

	Electrolito	Temperatura de operación (°C)	Eficiencia	Usos	Ventajas	Desventajas
Alcalina (AFC)	KOH disuelto en agua	90-100	60-70%	Espacio Militar	Reacción catódica más rápida. Mayor eficiencia	Sensible a impurezas
Membrana polimérica (PEMFC)	Polímero sólido	60-100	60%	Generación estacionaria Portátiles Vehículos	Electrolito sólido reduce mantenimiento y corrosión. Temperatura baja. Arranque rápido.	Catalizadores caros, sensible a impurezas de H ₂
Óxidos sólidos (SOFC)	Óxido sólido	700-1000	55-65%	Generación eléctrica	Ventajas por alta temperatura: mayor eficiencia,	Corrosión por altas temperaturas, baja vida útil.

					catalizadores baratos.	
Metanol directo (DMFC)	Membrana de polímeros	50-100	40%	Portátiles	No necesita reformador de combustible	Proporcionan baja potencia.
Carbonatos fundidos (MCFC)	Carbonatos fundidos	600-700	45-50%	Generación estacionaria	Ventajas por alta temperatura.	Corrosión por altas temperaturas, baja vida útil.
Ácido fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico líquido	150-200	40%	Generación estacionaria Portátiles	Acepta H ₂ impuro	Gran peso y volumen. Catalizador de baja corriente y potencias

De las tecnologías descritas en la tabla, las que se ajustan de mejor forma al proyecto son las de baja temperatura. Por esto se considerarán como posibles opciones las alcalinas (AFC), las de ácido fosfórico (PAFC) y las de membrana polimérica (PEMFC). Se detallan a continuación.

6.3.1. Pilas alcalinas (AFC)

Es una de las primeras pilas de combustible modernas, desarrollada a principios de los años 60. Desde entonces las ha utilizado la NASA en misiones espaciales.

Estas celdas utilizan una disolución de hidróxido de potasio como electrolito y pueden utilizar una gran variedad de metales no preciosos como catalizadores en el ánodo y el cátodo. Trabajan a temperaturas entre 90 y 100°C.

Estas pilas tienen un alto rendimiento debido a la velocidad de las reacciones que se producen de ellas.

Su desventaja es su sensibilidad a la contaminación por dióxido de carbono por lo que es necesario purificar el hidrogeno y el oxígeno, lo que encarece mucho su coste.

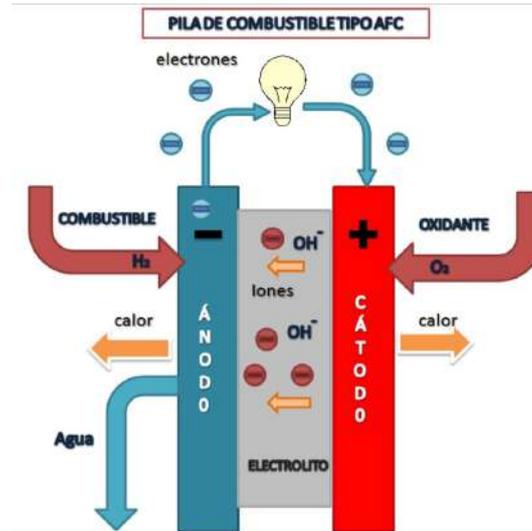


Ilustración 32. Esquema de pila de combustible de tipo AFC.

6.3.2. Pilas de ácido fosfórico (PAFC)

Son el tipo de pilas de combustibles más avanzado actualmente, tanto a nivel tecnológico como comercial.

Emplean ácido fosfórico concentrado como electrolito. La temperatura de trabajo debe situarse entre los 160-220°C. Sus electrodos se componen de grafito fibroso con platino dispersado en su interior, el cual actúa como catalizador.

La ventaja de este tipo de pilas es la facilidad con que se recupera el calor residual generado, pudiéndose alcanzar rendimientos del 80% (sin cogeneración rendimientos de más del 40%). Es decir, proporcionan tanto energía eléctrica como calor a los usuarios.

Son de gran peso y tamaño, y su catalizador de platino hace que su coste se eleve de forma considerable.

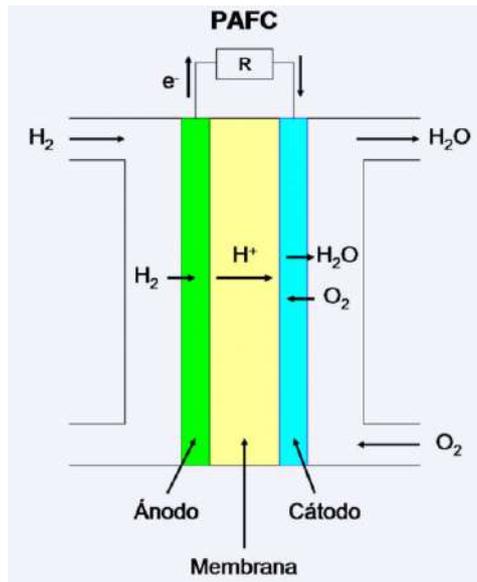


Ilustración 33. Esquema de una pila de combustible de tipo PAFC.

6.3.3. Pilas de membrana polimérica (PEMFC)

Son también conocidas como pilas de combustible de membrana de intercambio de protones. Utilizan como electrolito un polímero sólido y electrodos porosos de carbono que contienen un catalizador de platino. Necesitan hidrógeno, oxígeno y agua, y no requieren el uso de fluidos corrosivos como otras pilas de combustible.

Su temperatura de operación está alrededor de los 80°C con una eficiencia de aproximadamente 40-50%. Al trabajar a baja temperatura no tienen problemas de corrosión.

Además, también debido a su baja temperatura son capaces de arrancar rápidamente al necesitar menos tiempo de calentamiento y supone menos desgaste entre sus componentes, lo que aumenta su vida útil.

Proporcionan una densidad energética elevada y tienen la ventaja de ser ligeras y un menos tamaño si se comparan con otras pilas.

Sin embargo, debido a su catalizador de platino son sensibles a la contaminación por CO, lo que hace necesario el uso de un reactor adicional para reducir el nivel de CO en el gas combustible.

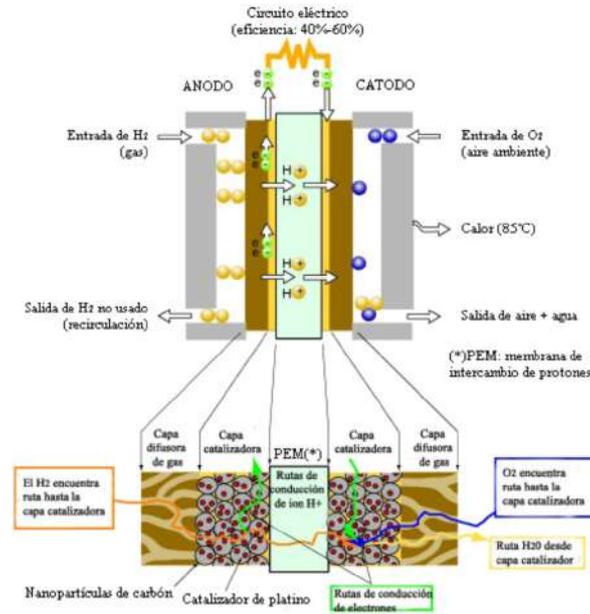


Ilustración 34. Esquema de pila de combustible de tipo PEMFC.

6.4. Selección de la pila de combustible

La pila de combustible que se necesita para este proyecto debe ser válida para aplicaciones estacionarias, con elevada capacidad de potencia, un rendimiento aceptable y que tenga permisividad ante posibles impurezas en el hidrógeno, ya que el gas obtenido de la gasificación por plasma, aunque se someta a una reacción de Shift puede presentar impurezas.

Se busca también aquella tecnología que sea más competitiva económicamente hablando y cuya vida útil sea la mayor posible.

De los tipos de pilas de combustibles mencionados anteriormente, aquellas que están más desarrolladas en el mercado, tanto para su uso con combustible hidrógeno o gas natural, son las pilas de membrana polimérica (PEMFC).

Por las características que presenta, se elegirá para este proyecto la tecnología PEMFC, ya que además de proporcionar una elevada densidad energética, permiten una rápida puesta en marcha. Esto supone una gran ventaja ya que, al ser un sistema de reserva para la microrred, es necesario que se pueda hacer uso de ella inmediatamente.

Tomando como referencia el trabajo de fin de grado de Almudena Valenciano, se pueden instalar pilas de combustible con potencia neta de 1MW, capaces de suministrar la demanda de pico, con una eficacia del 40%. El consumo de combustible para su funcionamiento es de 63 kg/h de H₂.

6.5. Almacenamiento de hidrógeno

El hidrogeno presenta la ventaja de ser almacenable, lo que hace posible utilizarlo cuando sea necesario cubriendo así los picos de demanda.

Por ello se ha estudiado a continuación las posibles tecnologías de almacenamiento de hidrógeno, clasificadas según el estado en el que se encuentre: líquido, sólido o gaseoso.

6.5.1. Almacenamiento en estado líquido

A temperatura ambiente el hidrogeno se encuentra en estado gaseoso, para convertirlo en estado líquido hace falta reducir su temperatura hasta obtener hidrogeno criogénico (23K) a partir de un proceso de licuación. Esto se consigue mediante compresión, enfriamiento y expansión.

Para que el hidrogeno mantenga la temperatura necesaria hacen falta tanques criogénicos, lo que aumenta los costes de esta tecnología.

Este tipo de almacenamiento del hidrogeno se realiza mediante hidruros metálicos. Representa la forma más segura de almacenar hidrógeno, aunque puede ser de coste elevado.

La base de funcionamiento consiste en que ciertos metales tienen la propiedad de formar enlaces covalentes reversibles cuando reaccionan con el hidrogeno, formando así hidruros metálicos, que se descomponen cuando se calientan liberando hidrógeno.

El hidruro se forma sometiendo al metal a una presión elevada de hidrogeno, lo que produce que el metal atrape los átomos de hidrógeno en su estructura cristalina. Luego, al disminuir la presión exterior, el metal libera el hidrógeno.

Los hidruros tienen la importante propiedad de poder utilizarse para almacenar hidrogeno durante varios ciclos de asociación-disociación, sin que disminuya su capacidad de almacenamiento.

6.5.2. Almacenamiento en estado gaseoso

El almacenamiento del hidrógeno en estado gaseoso se realiza comprimiendo el gas, almacenándolos a altas presiones (200-700 bar).

En este estado presenta una baja densidad energética (12MJ/m³), y se necesita el uso de contenedores a presión especialmente contruidos para este fin que resultan de muy alto coste, y además consumen energía en las aplicaciones a gran escala, por lo que presenta varios inconvenientes en la aplicación de este proyecto.

6.5.3. Almacenamiento en estado sólido

Representa la forma más segura de almacenar hidrógeno, aunque como otras tecnologías implica un coste elevado.

Este método se basa en que ciertos metales tienen la propiedad de formar enlaces covalentes reversibles cuando se calientan liberando el hidrógeno. El hidruro se forma sometiendo al metal a una presión elevada de hidrógeno, lo que causa que el metal atrape los átomos de hidrógeno en su estructura cristalina. Después se disminuye esta presión para que el metal libere el hidrógeno.

Los hidruros tienen la importante propiedad de poder utilizarse para almacenar hidrógeno durante varios ciclos de asociación-disociación, sin que disminuya su capacidad de almacenamiento.

La cantidad de hidrógeno absorbido es generalmente del 1% al 2% del peso del tanque. Los hidruros metálicos ofrecen una solución valiosa al almacenamiento del hidrógeno: poseen la ventaja de seguridad en la liberación del hidrógeno a presión constante.

6.6. Selección de la tecnología de almacenamiento

De las anteriores tecnologías presentadas, se considera que la que mejor se ajusta a las necesidades del proyecto es la de almacenamiento en estado sólido mediante hidruros metálicos, ya que se trata de la más segura, la más eficiente y requiere volúmenes muy inferiores a los necesarios en hidrógeno comprimido.

Se elige por ello los tanques de hidruros metálicos de la marca ARIEMA, en particular se elige el modelo HBond 7000L, con una capacidad de 7000 litros de hidrógeno.

6.7. Producción de energía

Cada célula de combustible cuenta con una capacidad de generación de 1MW. Por tanto, para poder cubrir la demanda máxima (36,07 MW) serán necesarias 40 unidades, así se tiene un margen considerable en el caso de que aumente este máximo.

También se ha de tener en cuenta la eficiencia de estas pilas que, aunque sea alta, reducirá el rendimiento global de la planta.

El gasto másico de hidrogeno de cada célula de combustible de esta tecnología es 63 Kg/h para dar la máxima potencia.

De tal forma que, para poder operar la planta a plena potencia será necesario un gasto másico de:

$$\dot{m} = 63 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * 40 \text{ unidades} = 2520 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

El rendimiento de estas pilas, como se mencionó antes, es de 40%, por tanto, el hidrógeno que habrá que proporcionar será:

$$\dot{m} = \frac{2520}{0,4} = 6300 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Conocido el hidrógeno necesario se puede dimensionar la capacidad de almacenamiento necesaria de la planta, sabiendo que cada tanque de almacenamiento es capaz de almacenar 54 kg de hidrógeno:

$$\text{número de tanques} = \frac{6300}{54} = 117 \text{ unidades}$$

Así queda dimensionada la planta de gasificación por plasma, con una capacidad de almacenamiento de 6300kg/h de hidrógeno, que permitirá, en casos puntuales, la satisfacción de la demanda si no se dispone de otras fuentes de energías renovables no gestionables.

Capítulo 7: Configuración de la microrred

En este capítulo se presenta el resumen de funcionamiento de la microrred. Las fuentes de energía que participan en la generación eléctrica de esta microrred son eólica, mini hidráulica y pilas de combustible.

Todas estas son energías renovables, siendo la única gestionable las pilas de combustibles. Se dará prioridad a la generación no gestionable considerada en el proyecto, de forma que mientras pueda cubrir la demanda de la ciudad, el hidrógeno producido en la tecnología de plasma será almacenado, para así poder ser utilizado en los momentos de necesidad.

Como se mencionó anteriormente las tecnologías no gestionables son la eólica y la mini hidráulica.

La planta de gasificación por plasma estará funcionando de manera continua produciendo hidrógeno para ser almacenado o usado en pilas de combustible. Como se ha mencionado, estas solo se conectarán a la red en los momentos en los que las fuentes de generación no gestionables no sean capaces de cubrir toda la demanda.

La gestionabilidad de la microrred proviene del uso de las pilas de combustible junto con los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, que permiten su almacenamiento en forma de combustible.

En la tabla que se presenta a continuación se resumen la potencia instalada y la producción anual de cada fuente.

Tabla 11. Resumen de la potencia instalada y producida anualmente de las distintas tecnologías.

	Potencia instalada	Producción anual
Eólica	323,75 MW	645,13 GWh
Mini hidráulica	233,9 MW	526 GWh
Pilas de combustible	40 MW	45,625 GWh
Total	597,65 MW	1216,755 GWh

La electricidad total que se estima producir en un año en la microrred supera la demanda anual de la ciudad de Ponferrada, proporcionando así independencia de la red de transporte y permitiendo el autoabastecimiento de la ciudad, reduciendo las pérdidas en el transporte aprovechando la generación más

próxima a la zona y proporcionando un sistema de reserva que además presenta una solución al problema de gestión y aprovechamiento de residuos.

Aun así, para garantizar la seguridad de suministro se dispondrá también de interconexión con la red de transporte, de tal forma que, en caso de no poder cubrir la demanda con las fuentes disponibles y las pilas de combustibles, se pueda obtener suministro de la red.

Esta interconexión puede tener doble direccionalidad en caso de que la potencia generada en la microrred sea mucho mayor que la demanda de Ponferrada y el excedente se devuelva a la red.

PARTE II: ESTUDIO
ECONÓMICO DE LA
MICRORRED

Capítulo 1. Estudio económico de las distintas fuentes de generación

En este capítulo se analiza el coste de la energía según la fuente de producción. Se estudiará el coste que supone cada central de generación, considerando los costes de la inversión, la operación y el mantenimiento, y a partir de ello el coste de la electricidad producida por cada una de ellas.

Para realizar el estudio se han considerado las siguientes hipótesis de cálculo:

- Se considerará una vida útil, para todas las instalaciones incluidas en la microrred, de 25 años. Este periodo es el considerado para la amortización de la inversión inicial.
- La inversión inicial se realiza en el año cero de estudio, independientemente de que algunas instalaciones estén funcionando en la actualidad.
- El IPC se tendrá en cuenta en los costes de explotación, considerando su efecto con un valor del 2,9% a lo largo de la vida útil de las instalaciones.

A continuación, se detalla el coste económico de las distintas tecnologías consideradas (mini hidráulica, eólica y la planta de gasificación por plasma), con el objeto de obtener mediante ponderación el coste de generación global del mix energético estudiado en el funcionamiento de la microrred.

1.1 *Estudio económico de la energía eólica*

El coste de producción de esta tecnología se puede calcular teniendo en cuenta dos costes principales:

- La inversión inicial de la instalación, siendo un coste fije que se pagará al inicio y que incluye los costes de puesta en marcha. Esta instalación deberá ser amortizada a lo largo de los 25 años de vida de la instalación, por lo que se calculará la amortización necesaria.
- Los costes anuales de explotación del parque eólico, que incluyen operación y mantenimiento.

Como se detalló en el capítulo 4 de la memoria, la microrred cuenta con 14 parques eólicos, cuyas características se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 12. Resumen de las características de los parques eólicos de la microrred.

PARQUE EÓLICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	Nº AEROGENERADORES	POTENCIA UNITARIA (KW)	TECNOLOGÍA
El Pedrón (I+II)	43,2	27	1600	ECOTECNIA
Argañoso	22	11	2000	GAMESA
Peña del Gato	50	25	2000	VESTAS
Valdesamario	24	12	2000	GAMESA
El Manzanal	33,75	45	750	NEG MICON
San Pedro	7,5	10	750	NEG MICON
El Redondal Fase 1	14,45	17	850	GAMESA
El Redondal Fase 2	16,15	5 y 14	850	GAMESA
Valdelín	18	9	2000	VESTAS
Valdelín Ampliación	6	3	2000	VESTAS
La Mallada	44,8	28	1670	ECOTECNIA
Lucillo	17,6	11	1600	ECOTECNIA
Cerro Becerril	14,4	9	1670	ECOTECNIA
Era del Pico	11,9	10 y 4	850	GAMESA

1.1.1. Inversión inicial

La inversión inicial en la construcción y puesta en marcha de un parque eólico se compone de la inversión en aerogeneradores, infraestructura eléctrica, obra civil y otros gastos condicionados a las características de cada proyecto. [27]

De acuerdo con los datos recogidos del IDEA, la inversión total, llevada al año cero de la instalación, supone un coste de 940 €/MW (IVA no incluido) por un parque eólico de las siguientes características:

- Potencia nominal: 25MW
- Potencia unitaria máquina: 1250 kW
- Diámetro motor / Altura buje: 65 m/ 60 m
- Orografía y accesibilidad: normal
- Línea de evacuación: 10 km/ 132 kV

El desglose porcentual del coste de la inversión se muestra a continuación:

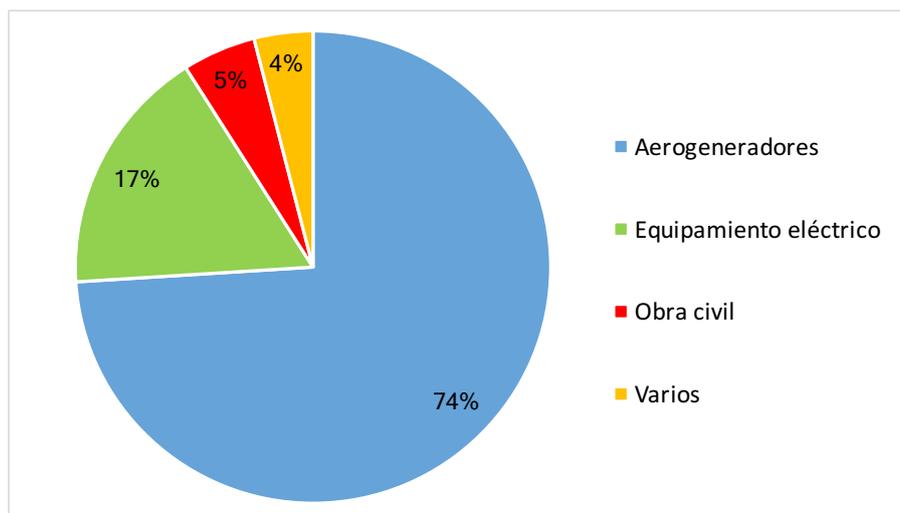


Ilustración 35. Gráfico del reparto porcentual de las distintas inversiones iniciales necesarias [27].

A continuación, se muestra la tabla que contiene el desglose de gastos de cada parque eólico, según la información planteada.

Tabla 13. Costes de inversión inicial de cada parque eólico.

PARQUE EOLICO	AEROGENE-RADORES	EQUIPAMIENTO ELECTRICO	OBRA CIVIL	VARIOS	TOTAL (M€)
El Pedrón (I+II)	17,55	4,03	1,19	0,95	23,72
Argañoso	7,15	1,64	0,48	0,39	9,70
Peña del Gato	20	4,59	1,35	1,08	27,03
Valdesamario	7,8	1,79	0,53	0,42	10,54
El Manzanal	29,25	6,72	1,98	1,58	39,53
San Pedro	6,5	1,49	0,44	0,35	8,78
El Redondal Fase 1	11,05	2,54	0,75	0,60	14,93
El Redondal Fase 2	9,1	2,09	0,61	0,49	12,30
Valdelín	7,2	1,65	0,49	0,39	9,73
Valdelín Ampliación	2,4	0,55	0,16	0,13	3,24
La Mallada	22,4	5,15	1,51	1,21	30,27
Lucillo	8,8	2,02	0,60	0,48	11,90
Cerro Becerril	7,2	1,65	0,49	0,39	9,73
Era del Pico	6,5	1,49	1,44	0,35	8,78
TOTAL					220,14

El coste de la inversión se amortizará durante los 25 años de vida útil de la instalación. Para hacer el cálculo de la amortización anual se considerará un interés sobre el capital del 5%. Se calcula la amortización anual con la siguiente fórmula:

$$C_o = C_f * \frac{i * (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1}$$

Siendo:

Co= amortización anual.

Cf= coste de la inversión total.

t= años de vida útil de la instalación.

i=r/100.

La inversión inicial del conjunto de todos los parques eólicos es de 220,14 M€, por lo que la amortización anual se supone en 15,62 M€/año.

1.1.2. Gastos de explotación

Tras la construcción de la instalación, la explotación y la operación del mismo trae consigo unos gastos adicionales, estos son los gastos de operación y mantenimiento, alquileres de terrenos, seguros e impuestos y gestión y administración.

Según la información recogida en IDEA [27], los gastos de explotación se dividen de la siguiente manera:

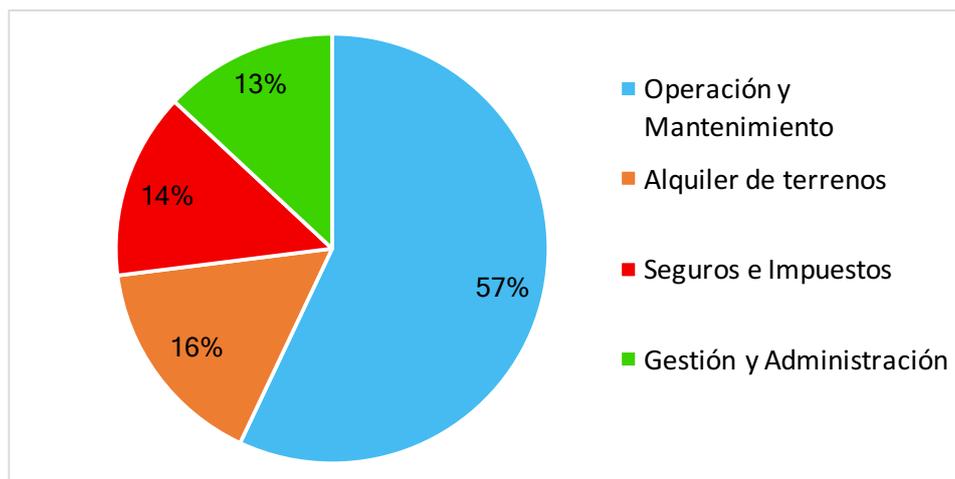


Ilustración 36. Gráfico del reparto porcentual de los gastos de explotación [27].

Estos gastos de explotación han ido disminuyendo a lo largo de los años a medida que mejoraba la fiabilidad y la disponibilidad de los equipos.

Como se puede comprobar en la ilustración anterior, el mayor porcentaje de los gastos de explotación corresponden con los costes de operación y mantenimiento. Se van a considerar un coste de 20 € por MWh producido de costes totales de explotación.

Tabla 14. Costes de explotación de cada parque eólico de la microrred.

PARQUE EÓLICO	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	ALQUILER TERRENOS	SEGUROS E IMPUESTOS	GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN	TOTAL (M€)
El Pedrón (I+II)	88,82	1,01	0,28	0,25	0,23	1,78
Argañoso	47,44	0,54	0,15	0,13	0,12	0,95
Peña del Gato	89,97	1,03	0,29	0,25	0,23	1,80
Valdesamario	41,99	0,48	0,13	0,12	0,11	0,84
El Manzanal	81,75	0,93	0,26	0,23	0,21	1,64
San Pedro	18,16	0,21	0,06	0,05	0,05	0,36
El Redondal Fase 1	42,38	0,48	0,14	0,12	0,11	0,85
El Redondal Fase 2	23,06	0,26	0,07	0,06	0,06	0,46
Valdelín	28,05	0,32	0,09	0,08	0,07	0,56
Valdelín Ampliación	10,12	0,12	0,03	0,03	0,03	0,21
La Mallada	92,35	1,05	0,30	0,26	0,24	1,85
Lucillo	30,62	0,35	0,10	0,09	0,08	0,61
Cerro Becerril	31,09	0,35	0,10	0,09	0,08	0,62
Era del Pico	19,33	0,22	0,06	0,05	0,05	0,39
TOTAL	645,13					12,90

Se han obtenido estos costes a partir del coste de operación y mantenimiento, teniendo en cuenta los porcentajes de cada tipo de gasto en el total de los costes de explotación.

Este gasto de explotación es el referido al primer año de funcionamiento, se verá afectado por el IPC, que se estima en un 2,9%.

1.1.3. Resumen de los costes de generación anuales

Calculando los costes totales de la generación eólica como la suma de los costes de amortización y los costes de explotación (estos afectados por el IPC), considerando todas las instalaciones, y asumiendo que se genera la misma energía cada año, se puede obtener el coste del kWh de la energía eólica.

En la tabla que sigue se muestran los costes anuales cada cinco años a lo largo de los 25 años de vida útil de las instalaciones.

Tabla 15. Costes de generación de la energía eólica.

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
COSTE AMORTIZACIÓN (M€)	15,62	15,62	15,62	15,62	15,62	15,62
COSTE EXPLOTACIÓN (M€)	12,090	12,441	12,801	13,173	13,555	13,948
ENERGÍA GENERADA (GWh)	645,13	645,13	645,13	645,13	645,13	645,13
COSTE DEL kWh (€/kWh)	0,0429	0,04349	0,04405	0,04463	0,04522	0,04583

El coste medio del kWh producido por las instalaciones eólicas a lo largo de 25 años es de 0,044365€.

1.2 Estudio económico de la energía hidráulica

El coste de inversión e implantación de una central hidroeléctrica depende de diversos factores como la orografía del terreno, los accesos, el tipo de instalación, el tamaño, la potencia y el punto de conexión.

En este proyecto, toda la generación hidráulica que se ha incluido es de pie de presa.

Tabla 16. Resumen de centrales mini hidráulicas incluidas en la microrred

Central	Tipo de central	Potencia instalada (MW)	Producción anual (GWh)
Rioscuro	Pie de presa	15,5	42
Ondinas	Pie de presa	83,5	133,3
Peñadrada	Pie de presa	38,6	107,2
Sta. Marina I	Pie de presa	21	72,6
Sta. Marina II	Pie de presa	14,1	38
Bárcena	Pie de presa	61,2	132,9
Total			526

1.3.1. Inversión inicial

La inversión inicial de una central de pie de presa se distribuye, según los datos publicados en el IDAE, en los costes del grupo turbogenerador, los costes de los equipos eléctricos, regulación control y línea, los costes de ingeniería y dirección de obra y los costes de obra civil. A continuación, se muestra un gráfico con la distribución porcentual de los costes mencionados.

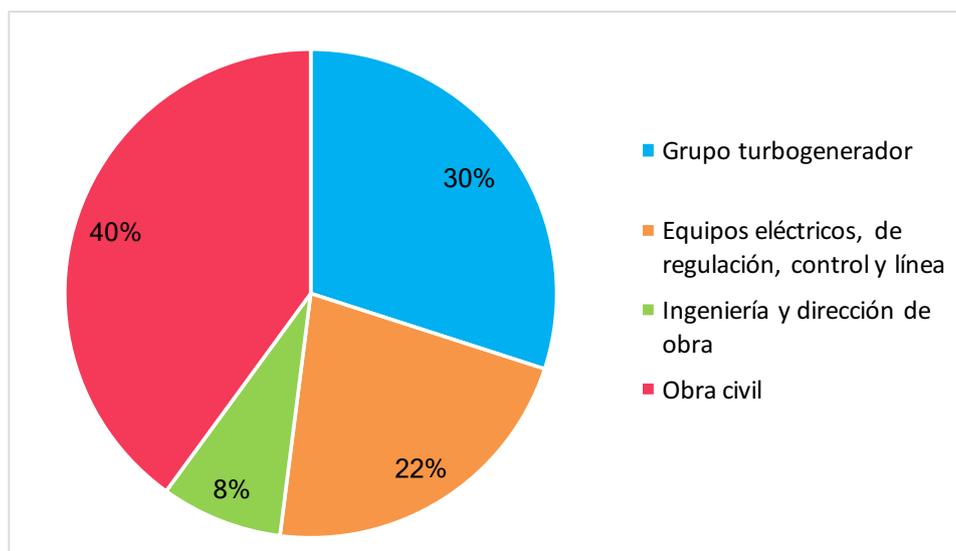


Ilustración 37. Gráfico del reparto porcentual de los costes de inversión iniciales [27].

Teniendo en cuenta esta información y considerando un ratio medio de inversión de 700 € por kW instalado para una central de pie de presa, según la información

publicada por IDAE, se obtienen los siguientes costes de inversión para las centrales hidráulicas incluidas en la microrred:

Tabla 17. Detalles de costes de inversión inicial de cada central hidráulica.

Central	Potencia instalada (MW)	Coste turbogenerador (M€)	Coste equipos eléctricos (M€)	Costes ingeniería y dirección (M€)	Costes obra civil (M€)	Total (M€)
Rioscuro	15,5	3,22	2,23	0,87	4,34	10,85
Ondinas	83,5	17,53	12,85	4,67	23,38	58,45
Peñadrada	38,6	8,10	5,94	2,16	10,81	27,02
Sta. Marina I	21	4,41	3,23	1,176	5,88	14,7
Sta. Marina II	14,1	2,96	2,17	0,7896	3,95	9,87
Bárcena	61,2	12,8	9,42	3,42	17,13	42,87
TOTAL	233,9					163,73

Como sucede con la tecnología eólica, la inversión de las centrales hidráulicas deberá amortizarse a lo largo de los 25 años de vida útil de cada central, resultando así el coste anual de amortización total de esta tecnología de 6,55 millones de euros al año.

1.3.2. Gastos de explotación

Según los datos publicados por el IDAE [27], los gastos de explotación para una central hidráulica de tipo pie de presa son de 280.000 €/año para una central de 20.000 kW de potencia instalada y 2.000 horas equivalentes de funcionamiento.

Se va a considerar que los costes de explotación son iguales para todas las centrales, teniendo así un gasto de explotación total de 1,68 millones de euros al año.

Además, este coste de explotación se verá afectado por el IPC, que se ha supuesto de 2,9%, al igual que en el estudio de la energía eólica.

1.3.3. *Resumen de los costes de generación anuales*

Al igual que en el cálculo de los costes de generación de la energía eólica, estos se consideran la suma de los costes de amortización y los de explotación (afectados por el IPC) de todas las instalaciones, se puede obtener el precio del kWh de la energía mini hidráulica. Se asume aquí también que cada año se genera la misma cantidad de energía.

En la tabla a continuación se muestra la evolución de los costes anuales y el coste por kWh a lo largo de los 25 años de vida útil de las centrales.

Tabla 18. Gastos de generación de la energía mini hidráulica.

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
COSTE AMORTIZACIÓN (M€)	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
COSTE EXPLOTACIÓN (M€)	1,680	1,729	1,779	1,830	1,883	1,938
ENERGÍA GENERADA (GWh)	526	526	526	526	526	526
COSTE DEL kWh (€/kWh)	0,0156	0,0157	0,0158	0,0159	0,0160	0,0161

El precio medio del kWh a lo largo de los 25 años de vida útil de las centrales es de 0,0159 €.

1.3 *Estudio económico de la tecnología de gasificación por plasma*

Hay tres procesos claramente diferenciados en la planta de gasificación por plasma. Estos son:

- La gasificación de los residuos sólidos urbanos, agrícolas y forestales por plasma.
- El ciclo Rankine para el aprovechamiento del calor del gas síntesis.
- Las pilas de combustible para la producción de electricidad.

De los tres mencionados anteriormente solo en dos de ellos se obtiene energía eléctrica.

A continuación, se estudia económicamente cada proceso por separado.

1.3.4. Gasificación de los residuos

Tal y como se comenta en los capítulos anteriores, la planta de gasificación tendrá una entrada de 45.268 toneladas anuales de residuos. Suponiendo un funcionamiento continuo de la planta, unas 8.760 horas, equivale a 124,02 toneladas de residuos gasificados diariamente.

Como se explica anteriormente, a la salida de la gasificación de los residuos, se obtiene un gas de síntesis, compuesto en su mayoría de hidrógeno, que más tarde será utilizado para la obtención de energía eléctrica, por lo que en este apartado no se obtendrá un precio de kWh ya que aquí aún no se produce energía. Aun así, se calcularán los costes de la inversión inicial de la planta, así como los de explotación.

Para el estudio de los costes de inversión inicial y de explotación de la planta se tomarán de referencia los datos utilizados en el proyecto de fin de grado de Almudena Valenciano López, suponiéndose, al igual que en las tecnología eólica y mini hidráulica, una vida útil de 25 años para la instalación, siendo este también el periodo de amortización.

1. Inversión inicial

En la inversión inicial se incluyen los costes de la adquisición y la instalación de los sistemas de alimentación de residuos, el sistema de antorchas, el gasificador, el sistema de retirada de residuos de este, el sistema de control y los equipos de control y medida.

Se estima un coste de inversión total de 9 millones de euros, y se considera, al igual que en los casos anteriores, que se realiza en un único pago y en el momento de construcción.

Amortizando el coste de la inversión inicial durante los 25 años de vida útil, y considerando un interés efectivo del 5%, se obtiene una amortización anual de 0,64 M€ al año.

2. Gastos de explotación

Los gastos de explotación de la planta se pueden dividir en costes de operación y mantenimiento y costes de personal.

En los costes de personal se ha de tener en cuenta que habrá tres operarios trabajando en cada turno de 8 horas, por lo que se contará con 9 operarios.

Además, habrá un jefe de planta en cada turno, por tanto 3 jefes de planta en total.

Los costes totales de explotación y los costes de personal se reflejan detallados en las tablas que aparecen a continuación:

Tabla 19. Costes de explotación y mantenimiento.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	€/TON	TONELADAS	TOTAL (€)
Productos químicos	9	45.268	407.412
Electrodos	5	45.268	231.340
Mantenimiento refractario y antorchas	6	45.268	277.608
Mantenimiento general	7	45.268	323.876
TOTAL			1.240.236

Tabla 20. Costes de personal.

COSTES DE PERSONAL	€/PERSONA	PERSONAS	TOTAL (€)
Personal de operación	24.000	9	216.000
Jefe de planta	48.000	3	14.000
TOTAL			360.000

Los costes que se detallan arriban suponen finalmente un total de 0,94 M€ anuales, que se verán afectados por el IPC, considerando un 2,9%, como en las otras tecnologías. Aplicando el IPC, se obtiene un coste medio de explotación de 1,647 millones de euros anuales.

1.3.5. Ciclo Rankine

Para la realización del estudio económico del ciclo Rankine se va a tener en cuenta el volumen de generación del ciclo. En este proyecto se genera un volumen anual de 3,099 MWh.

La inversión inicial conlleva un coste de 9 millones de euros. Aquí se tiene en cuenta los gastos de los equipos, instalación y costes de construcción.

Los costes de operación y mantenimiento se consideran de 0,264 millones de euros durante el primer año, viéndose incrementado cada año por el IPC, que se considera del 2,9%.

Al igual que en el resto de las tecnologías se considera una vida útil de 25 años, durante la cual se va a amortizar esta inversión inicial.

Considerando un interés efectivo del 5%, resultan unos costes de amortización anuales de 0,64 M€

A continuación, se presenta una tabla resumiendo los costes anuales cada cinco años durante el tiempo de vida útil del ciclo Rankine.

Tabla 21. Resumen de los costes de generación de electricidad en el ciclo Rankine.

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
COSTE AMORTIZACIÓN (M€)	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
COSTE EXPLOTACIÓN (M€)	0,264	0,272	0,279	0,288	0,296	0,304
ENERGÍA GENERADA (MWh)	3,099	3,099	3,099	3,099	3,099	3,099
COSTE DEL Wh (€/Wh)	0,292	0,294	0,297	0,299	0,302	0,305

El precio medio del Wh a lo largo de los 25 años de vida útil del ciclo Rankine es 0,298 €.

1.3.6. Pilas de combustible

Esta es la tecnología que cuenta con el menor desarrollo tecnológico de las que incluye la microrred. Esto influirá en los costes, que serán significativamente más elevados que en el resto de las tecnologías que ya están completamente desarrolladas.

Aun así, su consideración en la planificación de la microrred resulta totalmente necesaria al ser necesario un sistema de generación de reserva que sea gestionable, además de las grandes ventajas tecnológicas y ambientales que estas pilas presentan. En este apartado usaremos datos recogidos en el proyecto de Almudena Valenciano López.

1. Inversión inicial

Para el estudio económico de esta tecnología se incluye también la tecnología de almacenamiento del hidrogeno. Los costes de inversión asociados suponen 2,61 millones de euros por cada MW instalado (incluyendo el almacenamiento).

La planta de gasificación que se ha diseñado cuenta con 40 pilas de combustible, de 1 MW cada una, esto es, 40 MW de capacidad de generación, lo que supone una inversión inicial total de 104,4 M€.

Como ocurre en los casos anteriores, se supone una vida útil de 25 años, durante los cuales esta inversión deberá ser amortizada. Si se considera un interés efectivo del 5%, resultan unos costes de amortización anuales de 7,407 M€.

2. Costes de explotación

En los costes de explotación de las pilas se incluyen todos aquellos referidos a la operación y mantenimiento, y todos aquellos gastos variables relacionados con las pilas de combustible.

Se estiman unos costes de explotación totales de 14,92 €/MWh. Al no disponer de suficientes datos de demanda, no es posible saber exactamente la producción anual de electricidad mediante las pilas de combustible. Sin embargo, con el objetivo de poder hacer un análisis de resultados y obtener un precio aproximado del kWh, se supone una operación diaria de 10 horas, produciendo un total de 125 MWh diarios, que suponen una producción anual de 45,625 GWh.

Con los datos mencionados, se obtienen unos gastos de explotación total de 0,68 M€ anuales.

Estos también se verán afectados por el IPC, que se considera del 2,9%.

1.3.7. Costes de generación de la planta de gasificación

Ya definidos los tres procesos de la planta de gasificación, se procede al cálculo del precio por kWh producido en la misma.

La generación del ciclo Rankine no se considerará como coste individual ya que su potencia generada es mínima comparada con la producida por el resto de las tecnologías. Además, la potencia generada en este ciclo se usará únicamente para la alimentación de elementos internos de la planta de gasificación, así se garantiza el balance energético positivo en la misma.

De este modo, se obtendrá el coste de generación mediante pilas de combustible como la suma de los costes de la gasificación por plasma, el ciclo Rankine y las pilas de combustible.

A continuación, se muestra un resumen de los costes de cada proceso de la planta de gasificación que se han calculado anteriormente.

Tabla 22. Resumen de los gastos de cada proceso de la planta de gasificación.

PROCESO	Inversión Inicial (M€)	Coste de explotación anual (M€)	Producción anual (MWh)
Gasificación	9	0,94	-
Ciclo Rankine	9	0,264	3,099
Pilas de combustible	104,4	0,68	45.625

La tabla que se muestra a continuación refleja los costes asociados a la tecnología de pilas de combustible afectada por los costes de gasificación y del ciclo Rankine.

Tabla 23. Resumen de los gastos de inversión y explotación de la tecnología de generación de la planta.

	Inversión(M€)	Coste de explotación (M€)	Producción anual (GWh)
Pilas de combustible	122,4	1,884	45,625

Como ha ocurrido con las otras tecnologías de generación, los costes de amortización de la inversión inicial se calculan considerando un interés efectivo del 5% durante los 25 años de vida útil de la planta.

Además, los costes de explotación se ven afectados por un IPC del 2,9%.

Se muestran a continuación la evolución de los costes y del precio del kWh producido por las pilas de combustible durante la vida útil de la planta de gasificación, cada cinco años.

Tabla 24. Costes de generación mediante pilas de combustible.

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	AÑO 25
COSTE AMORTIZACIÓN (M€)	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68
COSTE EXPLOTACIÓN (M€)	1,884	1,938	1,995	2,052	2,112	2,173

ENERGÍA GENERADA (GWh)	45,625	45,625	45,625	45,625	45,625	45,625
COSTE DEL kWh (€/kWh)	0,231	0,233	0,234	0,235	0,236	0,238

Capítulo 2. Estudio económico del conjunto de la microrred.

2.1 Resumen de las tecnologías de generación

Una vez estudiado el coste producción de cada fuente de generación incluida en la microrred, se puede hacer una comparativa de los costes según la fuente de generación y ver cuál es la tecnología más competitiva.

Se presenta una tabla resumen con los costes medios de generación durante la vida útil de cada tecnología.

Tabla 25. Resumen de los costes de generación de las diferentes tecnologías.

	COSTE MEDIO (€/kWh)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)
Eólica	0,044365	645,13
Mini hidráulica	0,01589	526
Pilas de combustible	0,23465	45,625

El grafico que se presenta a continuación es una comparación de los costes en €/MWh de las distintas tecnologías de generación que se incluyen en la microrred.

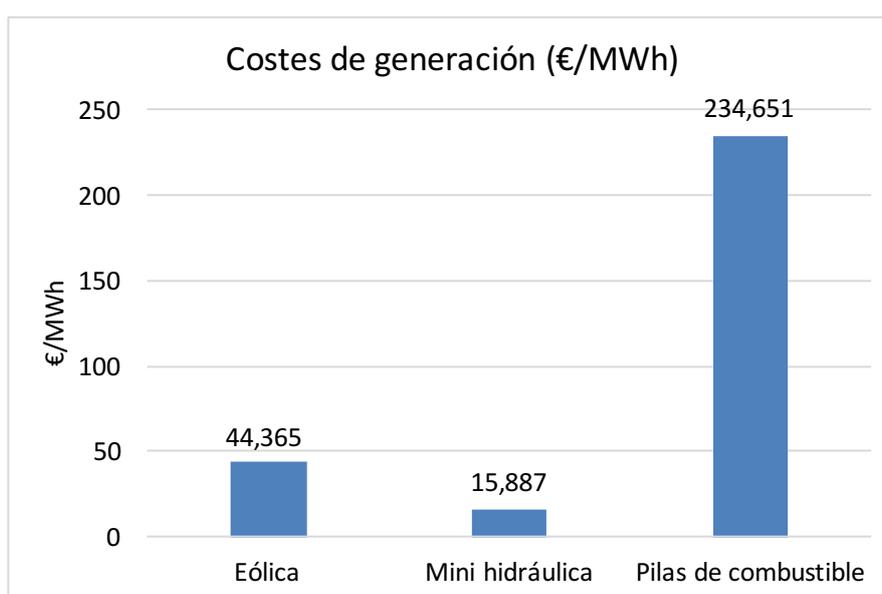


Ilustración 38. Comparativa de los costes de generación.

Observando el gráfico se ve claramente que la tecnología más competitiva es la mini hidráulica, seguida de la eólica. La tecnología de las pilas de combustible tiene un coste de generación mucho mayor que las otras dos, lo que se suponía debido al poco desarrollo que tiene esta tecnología como se comentó anteriormente. Sin embargo, el tiempo de producción estimado de las pilas de combustibles (10 horas diarias teóricamente) es elevado, por lo que resulta ser una tecnología competitiva en su explotación. Se ha de tener en cuenta que en los costes asociados a las pilas de combustibles incluyen, además de los de generación, los asociados a la producción del hidrógeno y del ciclo Rankine, que provocan un encarecimiento en el coste final de generación mediante pilas.

Aunque la tecnología de generación mediante pilas de combustible resulte un coste más elevado, es necesario incluirla en la microrred. A pesar de que la producción de energía mediante el ciclo Rankine es mínima y provoca un encarecimiento en la producción mediante pilas, su utilización garantiza un balance energético positivo en la planta de gasificación, además de proporcionar un sistema de enfriando del gas síntesis, un sistema de secado de residuos y alimentación eléctrica de los componentes internos de la planta, que en caso de no disponer del ciclo Rankine necesitarían un sistema de alimentación mediante equipamientos específicos que encarecerían la instalación. Las pilas de combustible proporcionan un sistema de generación de reserva totalmente indispensable para el correcto funcionamiento de la microrred, ya que el resto de las fuentes de generación son no gestionables, de carácter aleatorio.

En el gráfico que aparece a continuación se muestra la evolución de los costes de generación de las diferentes tecnologías a lo largo de la vida útil de las instalaciones.

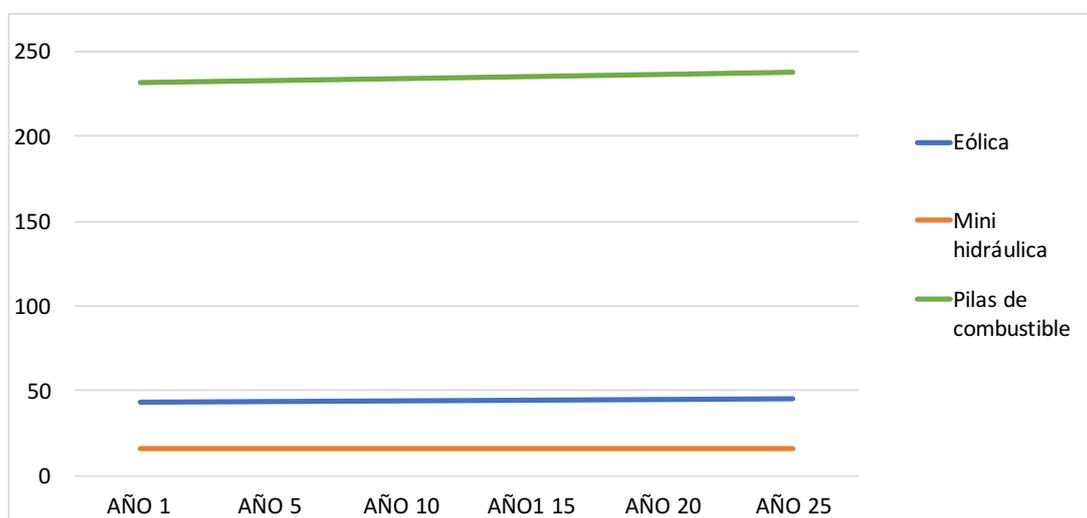


Ilustración 39. Evolución de los costes de generación durante los 25 años de vida útil de las instalaciones.

Se observa el aumento anual del precio del MWh debido al IPC, que afecta a los costes de explotación, se ha considerado de un 2,9% para todas las tecnologías.

2.2 Evaluación económica del conjunto de la microrred

En este apartado se va a evaluar la competitividad de los costes de producción mediante la microrred en comparación con los costes de la red central.

El gráfico que aparece a continuación muestra el desglose de precios que conforman la tarifa eléctrica de España, donde se reflejan los costes adicionales que se aplican. Se puede prever que la microrred tendrá menores costes ya que no incluye las tasas que aumentan el precio de la electricidad.

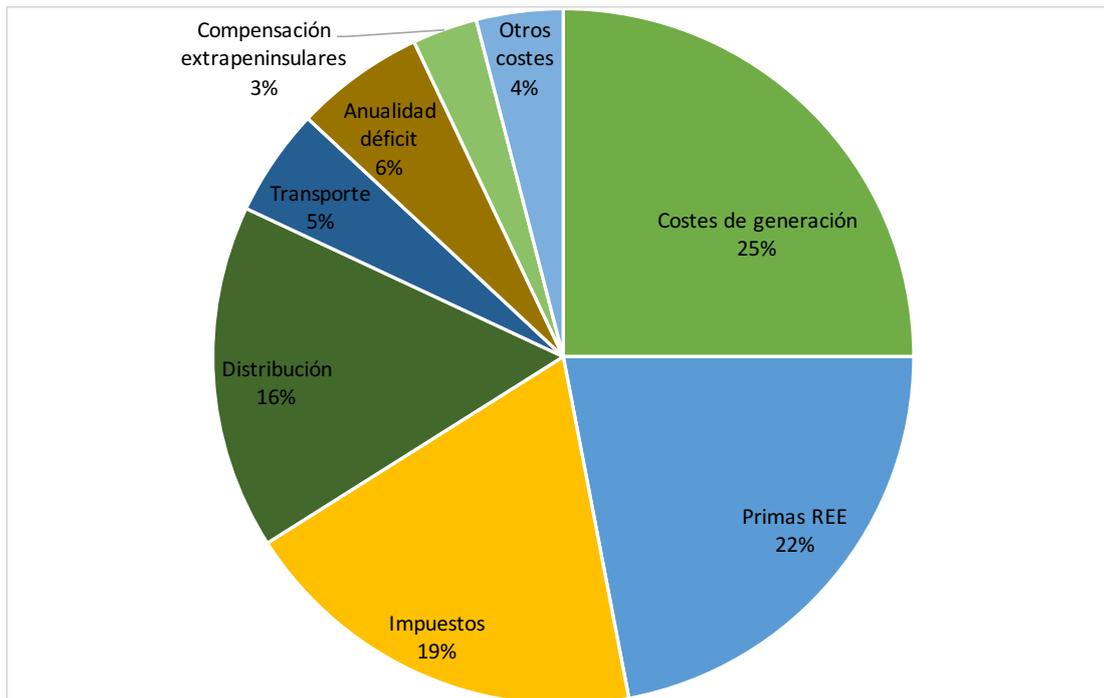


Ilustración 40. Gráfico del desglose de costes de la factura eléctrica [29].

Gran parte de estos costes no se incluirán en el coste de la electricidad de la microrred. Los costes de las primas a las energías renovables no se consideran ya que no se van a proporcionar subvenciones a estas tecnologías. También se eliminan los costes del transporte, ya que la microrred se ha diseñado de forma que las fuentes de generación se encuentren muy próximas al núcleo de consumo, de esta forma las pérdidas en el transporte y también su coste son mínimos. Así mismo, al estar funcionando en modo isla los costes asociados a la compensación extra peninsular no aplican. De esta forma se logra una reducción del 30% de los costes respecto a la tarifa regulada.

Para poder establecer la comparación de costes se va a utilizar la tarifa de suministro eléctrico fijada por el Gobierno de España sobre el precio de la electricidad para los consumidores de baja tensión conocida como TUR (Tarifa de Último Recurso), vigente desde el 1 de julio de 2009.

El dato de la tarifa TUR se ha obtenido del Informe de precios regulados del IDAE de julio del 2017. Se considera una tarifa constante durante todo el año, resulta un precio de la electricidad para consumidores de potencia contratada igual o inferior a 10 kW (se supone que la mayoría de los consumidores de la microrred son de este tipo) de 0,117988 €/kWh [30]. Por lo tanto, con la instalación de la microrred se ahorraría 0,035397€/kWh de primas y otros costes eliminados.

El coste de la energía producida se calcula como la suma ponderada de los costes de generación de cada una de las tecnologías incluidas en la microrred en función de la energía producida por cada una de ellas. Como resultado de esta operación considerando el mix energético elegido, se obtiene un coste de generación del primer año de 0,03822 €/kWh, considerablemente inferior al establecido por la tarifa regulada. El coste medio a los 25 años de vida útil es de 0,0400197 €/kWh, que sigue siendo muy inferior al precio actual de la tarifa TUR.

Así pues, queda demostrada la viabilidad de la microrred, ya que se logra un coste de la electricidad inferior al de la red central, este es uno de los objetivos que se busca en este proyecto, conseguir un abaratamiento del coste de la electricidad actual.

El precio que se ha estimado se refiere al de funcionamiento de la microrred en modo isla, ya que se supone que será el modo de funcionamiento normal de la misma. Este precio se verá afectado en el momento en que existan intercambios con la red central, típicamente de exportación en las horas de valle para vender los excedentes de producción, y de importación en las horas pico en caso de no disponer de suficiente energía generada por las tecnologías incluidas. Estos intercambios suponen un coste de 60 €/MWh para la compra de electricidad y un beneficio de 25 €/MWh para la venta de electricidad a la red [30].

Capítulo 3. Conclusiones económicas

Se ha demostrado en el estudio económico la viabilidad de la instalación de la microrred en la ciudad de Ponferrada. Tras la realización del mismo se pueden obtener algunas conclusiones importantes.

Mediante la implantación de la microrred estudiada se consigue una importante reducción de los costes de la electricidad, debido a que se realiza un aprovechamiento razonable y eficiente de la generación instalada, consiguiendo así prescindir de los costes artificiales de primas al régimen especial, los costes del transporte y los costes de intercambios internacionales.

Como consecuencia de este abaratamiento de costes se ha conseguido disminuir el precio de la electricidad para el consumidor un 30% en comparación con el precio de la generación en la red central.

Referencias

- [1] IDEA. Plan de Energía renovables 2011-2020.
- [2] Las redes eléctricas inteligentes. Fundación Gas Natural Fenosa.
- [3] Montes, J. Documento sobre la gasificación por plasma para el aprovechamiento energético de residuos.
- [4] Pilar Tur Salamanca. Características de las Instalaciones Industriales de Combustión de RSU.
- [5] Red eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Avance del informe 2017.
- [6] Plan de Bioenergía de Castilla y León.
- [7] Ministerio de agricultura y pesca, alimentación y medio ambiente.
- [8] Instituto Tecnológico Agrario de Castilla y León.
- [9] Ponferrada Sostenible.
- [10] Amigos de la tierra.
- [11] Montes, J. Recuperación energética de los residuos urbanos, residuos agrícolas y residuos forestales.
- [12] Declaración Ambiental, Ayuntamiento de Ponferrada.
- [13] Recuperación energética de los residuos urbanos, residuos agrícolas y residuos forestales. Fundación Gas Natural Fenosa.
- [14] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDEA).
- [15] Tecnología de gasificación por plasma de Westinghouse.
- [16] Microgrids at Berkeley Lab.
- [17] Westinhouse Plasma Corporation. Tecnología de gasificación por plasma de Westinghouse.
- [18] Materiales renovados.
- [19] Departamento de física y química I.E.S. Valle del Saja.
- [20] Pilas de combustible.wordpress.com
- [21] Guervós Sánchez, M. Principales técnicas de almacenamiento de hidrógeno.
- [22] Moratilla Soria, B.Y., Linares Hurtado, J.I. Colección: Avances de ingeniería. Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas. El hidrógeno y la energía.
- [23] El proceso de gasificación y vitrificación de residuos por plasma con optimización de la producción eléctrica. Acciona
- [24] Revista Anales de mecánica y electricidad, ICAI.
- [25] Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN).
- [26] Asociación Empresarial Eólica (AEE).
- [27] IDEA. Instituto para la diversificación y el ahorro de Energía.
- [28] Eurostat.
- [29] UNESA
- [30] Informe de precios energéticos regulados. IDAE