



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

**ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE
EN LA CIUDAD DE ÁVILA**

Autor: Javier Fernández Fernández
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Julio de 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. Javier Fernández Fernández

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:

Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Ávila, 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 02 de Julio de 2018

ACEPTA



Fdo: Javier Fernández Fernández

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Ávila
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.: Javier Fernández Fernández

Fecha: 02/ 06 / 2018

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Montes Ponce de León

Fecha: 02 / 06 / 2018



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

**ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE
EN LA CIUDAD DE ÁVILA**

Autor: Javier Fernández Fernández
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Julio de 2018

ESTUDIO DE UNA MICRORRED INTELIGENTE EN LA CIUDAD DE ÁVILA

Autor: Javier Fernández Fernández.

Director: Julio Montes Ponce de León.

Entidad colaboradora: Universidad Pontificia de Comillas (ICAI).

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto realizado se centra en la creación de una microrred inteligente que aproveche al máximo las fuentes renovables no gestionables ya instaladas, con los recursos gestionables biomásicos de la ciudad de Ávila.

En la actualidad, la elevada potencia instalada de energía renovable, eólica y solar principalmente, y su prioridad en la red eléctrica española frente al resto de fuentes de generación, hace que ante fluctuaciones en la generación renovable se necesite una reserva para satisfacer la demanda.

La función de reserva en la red es realizada por los ciclos combinados. Los ciclos combinados, al situarse en la periferia conllevan pérdidas en el transporte y su inactividad resulta costosa.

La descentralización de la red eléctrica española favorecerá a reducir las pérdidas en el transporte, al estar los centros de generación próximos a los centros de consumo, y a la eliminación de las fluctuaciones debidas a la aleatoriedad de la generación renovable.

Las microrredes inteligentes ya han sido implantadas en la actualidad, un ejemplo de ello es la microrred diseñada en un edificio de Mannheim (Alemania). La microrred está formada por pilas de combustible, unidades de cogeneración y paneles fotovoltaicos que permiten funcionar al edificio en modo isla ante fallos en la red.

Para el estudio de la implantación de la microrred en Ávila, de 58.000 habitantes, se han tenido en cuenta todas las fuentes de energía eólica, solar fotovoltaica e hidráulica en un entorno de 50 km. Existen 315 MW de potencia eólica instalada, 13,29 MW de potencia solar fotovoltaica instalada y 88,7 MW de potencia hidráulica instalada.

Con estas tecnologías se debe satisfacer la demanda en la ciudad de Ávila, cuyo máximo es de 42 MWh, valor a partir del cual se realizará el diseño del sistema de reserva.

Para conocer la máxima reserva disponible se realiza un estudio de los recursos biomásicos disponibles en la provincia de Ávila. Gracias a la información proporcionada por la diputación de Ávila, se estima una cantidad de 294.761 toneladas de residuos sólidos anuales.

El vertedero controlado es el método de valorización de residuos más utilizado en España, un 57% de los residuos se tratan mediante esta técnica. La Unión Europea y sus políticas de economía circular han prohibido la instalación de vertederos controlados a partir de 2020, por ello, se presenta como una necesidad la búsqueda de un método óptimo para el tratamiento de dichos residuos.

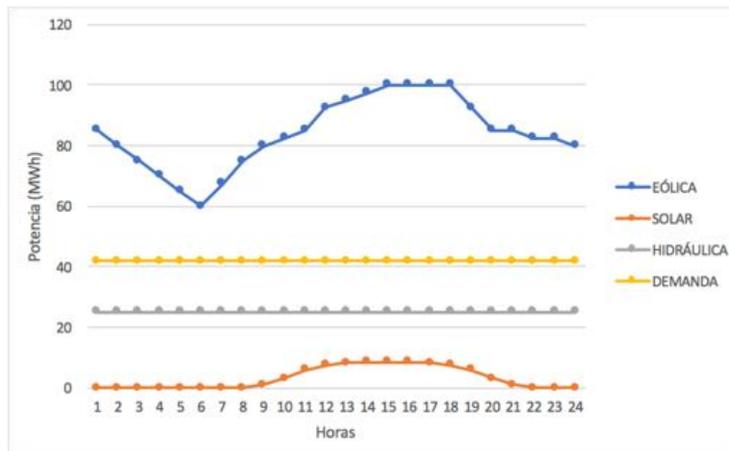
El método de valorización de residuos seleccionado para la microrred será la gasificación por plasma. Mediante la misma, se consigue la completa disociación de la materia gracias a las elevadas temperaturas alcanzadas en el proceso. A la salida del reactor de plasma se consigue un gas de síntesis que alcanza una elevada concentración de hidrógeno. El rendimiento alcanzado en el proceso es del 10% por kilogramo de residuo introducido en la planta.

Haciendo uso de un ciclo Rankine que aproveche el calor cedido en el proceso, se podrán satisfacer las necesidades energéticas de la planta.

El hidrógeno generado en la planta será almacenado y posteriormente utilizado en pilas de combustible para la generación de energía, dotando así a la microrred de un sistema de reserva de aporte energético inmediato.

El diseño del almacenamiento y de las pilas se realiza en condiciones de generación renovable no gestionable nula. Por ello, se estudia la cantidad de pilas y tanques de almacenamiento necesarios en las peores condiciones de funcionamiento. En esas condiciones, serán necesarios 104 tanques y 86 pilas diarias.

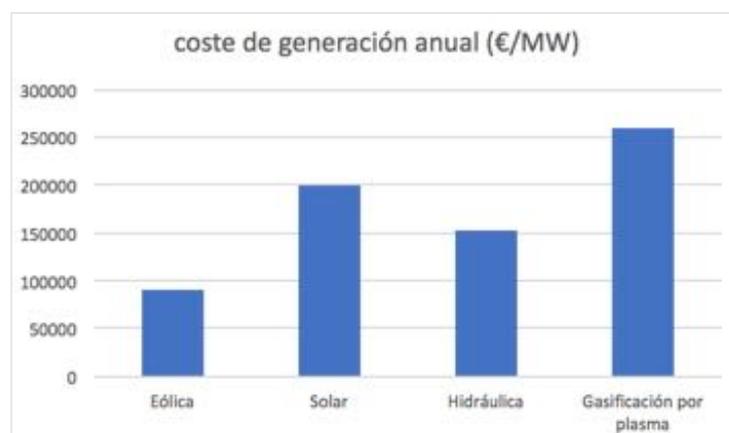
Tras el dimensionamiento de la planta se estudia la gestión de la microrred. Para la viabilidad energética del proyecto, la planta de gasificación por plasma deberá tener capacidad de aportar la demanda. En condiciones de funcionamiento óptimo de todas las fuentes renovables no gestionables se tiene la siguiente configuración:



Como se puede comprobar, la eólica es capaz de satisfacer la demanda por sí misma. En este caso, se almacenará un volumen de hidrógeno capaz de aportar 48,8 MW diarios, pudiendo hacer uso del mismo en caso de no disponer de fuentes de generación no gestionables.

En el caso más desfavorable posible, los 42 MWh deberán ser aportados por la planta de gasificación por plasma. Siendo el volumen de residuos diario tratado de 893 toneladas, la planta podría aportar el 75% de la demanda, siendo el 25 % restante aportado por las reservas generadas en días de generación no gestionable. Tras los resultados obtenidos, la microrred se considera energéticamente viable.

Con el objetivo de demostrar la viabilidad económica de la red, se realiza un estudio económico. Para ello, se estudian los costes de inversión y explotación de las distintas tecnologías que conforman la microrred. A continuación, se detallan los costes de cada tecnología:



La microrred aprovecha la amplia potencia instalada de energía eólica y su menor coste con respecto al resto de tecnologías. El coste de la planta de gasificación por plasma se ve incrementado debido a la elevada inversión inicial en pilas de combustible, tecnología que aún no se encuentra muy desarrollada. Finalmente se obtiene un coste de generación medio de 0,08025 €/KWh.

Para poder implantar la microrred se necesita de unos inversores que hagan frente a los gastos. Con el objetivo de atraer inversores y reducir al mínimo el coste de la electricidad para los consumidores se procede a situar el precio de la electricidad a 0,1 €/KWh, un 30% menor que el precio actual de la electricidad, cifrado en 0,13263 €/KWh.

El inversor, tras los cálculos realizados, obtendrá una rentabilidad del 44% de la inversión realizada tras los 25 años de vida útil que se supone a las tecnologías que conforman la microrred.

Por lo tanto, demostrada la viabilidad económica y energética de este tipo de instalaciones, se podrá revertir la situación de la red eléctrica española encaminando el futuro próximo a la descentralización de la misma. La gasificación por plasma consigue el reciclaje energético de los residuos y surge como una alternativa interesante a los actuales vertederos controlados.

STUDY OF A SMART MICROGRID IN THE CITY OF ÁVILA

Author: Javier Fernández Fernández.

Director: Julio Montes Ponce de León.

Collaborating entity: Universidad Pontificia de Comillas (ICAI).

ABSTRACT

The project is focused on the creation of an intelligent microgrid which maximizes the use of renewable non-manageable sources already installed with the biomass manageable sources in the city of Ávila.

At the moment, the raised installed power of renewable energy, mainly eolic and solar energy, and it's priority in the Spanish electric grid, makes necessary a reserve of energy which act in case of fluctuations in renewable energies.

Combined cycles work as a reserve in the actual Spanish grid, as they are situated in the outskirts, they involve network losses and their inactivity result expensive.

The decentralization of the Spanish grid will reduce the network losses as generation locations are close to consumption locations.

Smart microgrids had already been installed, an example of it is the microgrid created in Mannheim (Germany). The microgrid is made up of fuel cells, cogeneration units and photovoltaic panels that make possible the maintenance of the electric demand in case of faults in the principal grid.

To study the creation of the microgrid in Ávila, 58.000 habitants, we have considered all the eolic, photovoltaic and hydraulic sources in 50 km. It exist 315 MW of eolic installed power, 13,29 MW of photovoltaic installed power and 88,7 MW of hydraulic installed power.

With these technologies, it must be satisfied the electric demand in the city of Ávila, which maximum is situated in 42 MWh, number from which the design of the reserve system will be made.

In order to know the maximum reserve available, it is made a study of the biomass sources in the province of Ávila. Thanks to the information given by the Avila town hall, it has been estimated a number of 294.761 tons of solid waste annually.

The controlled dumping site is the most common waste valuation process in Spain, a 57% of the waste is treated with this technique. The European Union and its circular economy politics have prohibited the installation of more controlled dumping sites by 2020, as a result, it looks necessary to find a new way of waste treatment.

The waste valuation process selected for the micorgrid will be the plasma waste gasification. With it, the waste dissociation is achieved thanks to the raised temperatures reached in the process. At the exit of the plasma reactor it is obtained a gas with a high concentration of hydrogen.

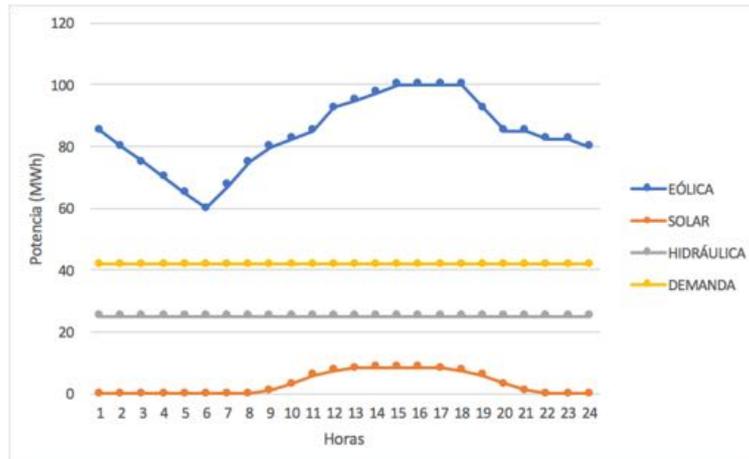
The efficiency obtained in the process is 10% per kilogram of waste introduced in the gasification plant.

Making use of a Rankine cycle which takes advantage of the heat given in the process, energy necessities in the gasification plant would be satisfied.

The hydrogen generated in the plant will be storage and afterwards used in fuel cells for energy generation, giving to the grid a reserve energy system that reacts immediately.

The design of the storage and the fuel cells is made in the case of non-renewable generation, therefore, it is studied the number of fuel cells and hydrogen storage needed in the worst work conditions. In these conditions, there would be needed 104 storage tanks and 86 fuel cells.

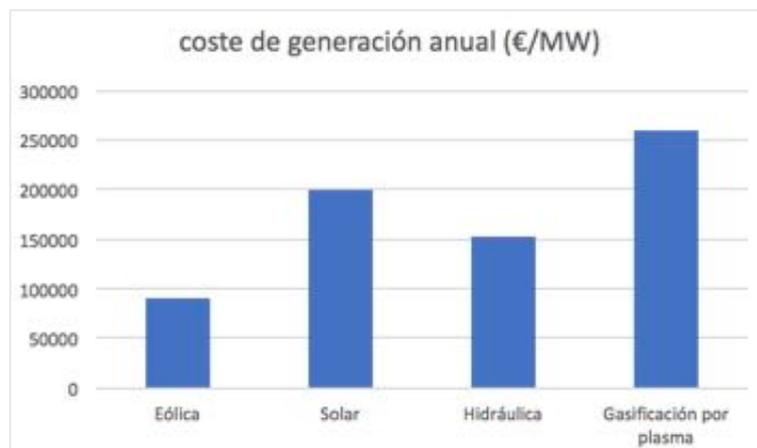
The management of the microgrid is necessary to permit the energy viability of the project, therefore, the waste gasification plant is going to be able to satisfy by its own the energy demand in Ávila. In optimum conditions of renewable generation, it is obtained the next configuration:



As it can be seen, only the eolic is able to satisfy de electric demand by its own. In this case, it would be storage a hydrogen capacity able to give 48,8 MW per day, being capable to make use of this reserves in case the renewables are not generating.

In the worst case, the 42 MWh will be given by the waste gasification plant. If the amount of waste treated daily is 893 tons, the plasma gasification plant would satisfy the 75% of the demand, being the remaining 25% given by the reserves of energy obtained in days of renewable generation. After studying all the possibilities, the microgrid will be considered energetically viable.

To prove the economic viability of the microgrid an economic study is needed. To make the economic study it will be necessary to detail de investment costs and the annual running costs of the different technologies that make up the microgrid. Next, different technology costs are detailed:



The microgrid takes advantage of the high installed power of eolic energy, eolic energy has low costs comparing with the rest technologies. The cost of the waste gasification plant is increased due to the high initial investment in fuel cells, technology that has not been well developed yet. Finally, it is obtained a medium generation cost of 0,08025 €/KWh.

In order to carry out the microgrid project, there will be needed investors that deal with the costs of the microgrid. To attract investors and reduce as possible the electricity cost for the consumers, we situate the electric energy price in 0,1 €/KWh, a 30% less compared with the actual price of electricity, situated in 0,13263 €/KWh.

The investor will obtain a profitability of 44% of the investment realized after 25 years running the microgrid technologies.

Therefore, shown the economic and energetic viability of this project, it would be possible to change the actual situation of the Spanish grid turning it to the decentralization.

Plasma waste gasification reaches the energetic recycle of waste and appears as a good option to replace the actual controlled dumping sites.

Índice de contenido

PARTE I MEMORIA

Capítulo 1	Introducción.....	2
1.1	Presentación	2
1.2	Ojetivos.....	5
Capítulo 2	Estado del arte.....	7
2.1	Microrredes inteligentes.....	7
2.1.1	Ejemplos de microrredes.....	8
2.2	Gasificación por plasma.....	11
2.2.1	Ejemplos de plantas de gasificación por plasma.....	11
Capítulo 3	Microrred en Ávila.....	14
3.1	Características de la zona a situar la microrred.....	14
3.1.1	Localización de la microrred.....	14
3.1.2	Meteorología.....	15
3.2	Microrredes.....	16
3.2.1	Definición.....	16
3.2.2	Red actual en Ávila.....	17
3.3	Demanda energética.....	18
3.4	Análisis de la potencia gestionable y no gestionable instalada.....	19
3.4.1	Introducción.....	19
3.4.2	Energía eólica.....	20
3.4.3	Energía solar fotovoltaica.....	21
3.4.4	Energía hidráulica.....	22
3.4.5	Resumen de fuentes de energía no gestionables.....	24
Capítulo 4	Aprovechamiento energético de los residuos.....	25
4.1	Estudio de biomasa aprovechable.....	25
4.1.1	Ámbito de estudio.....	25
4.1.2	Estudio de residuos de origen forestal.....	26
4.1.3	Residuos generados en las industrias de primera transformación de la madera	27

4.1.4	Estudio de residuos de origen agrícola	28
4.1.5	Estudio de residuos sólidos urbanos.....	29
4.1.6	Resumen de residuos aprovechables.....	29
4.2	Valorización energética de los residuos.....	30
4.2.1	Opciones de valorización disponibles.....	30
Capítulo 5	Planta de gasificación por plasma.....	35
5.1	Características del plasma.....	35
5.2	Etapas de la gasificación por plasma.....	36
5.3	Sistemas y elementos de la planta.....	42
5.3.1	Antorcha de plasma.....	42
5.3.2	Generador de corriente.....	42
5.3.3	Vasija o reactor de plasma.....	43
5.3.4	Descargas de síntesis y material vitrificado.....	43
5.3.5	Refrigeración de la antorcha.....	44
5.4	Dimensionamiento de la planta.....	45
5.4.1	Balance energético.....	48
5.4.2	Ciclo Rankine de recuperación de calor.....	49
5.4.3	Calor cedido en el Rankine para el secado de residuos.....	52
5.4.4	Reacción para la producción de hidrógeno.....	53
5.5	Almacenamiento del hidrógeno.....	55
5.5.1	Formas de almacenamiento.....	55
5.5.2	Selección del tipo de almacenamiento.....	56
5.6	Pilas de combustible.....	57
5.6.1	Introducción.....	57
5.6.2	Funcionamiento.....	57
5.6.3	Tipos de pilas de combustible.....	59
5.6.4	Energía a producir por las pilas.....	64
Capítulo 6	Configuración de la microrred.....	65
6.1	Introducción.....	65
6.2	Gestión de la microrred.....	65
6.2.1	Energía no gestionable disponible en su totalidad.....	66
6.2.2	Ausencia de eólica.....	68
6.2.3	Ausencia de solar.....	71
6.2.4	Ausencia de hidráulica.....	72
6.2.5	Ausencia de todas las renovables no gestionables.....	74
Capítulo 7	Conclusiones energéticas.....	76

PARTE II ESTUDIO ECONÓMICO

Capítulo 1	Estudio económico de las fuentes de generación.....	78
1.1	Introducción.....	78
1.2	Estudio de la energía eólica.....	78
1.2.1	Inversión inicial.....	80
1.2.2	Costes de la explotación.....	82
1.3	Costes de la energía solar fotovoltaica.....	84
1.3.1	Inversión inicial.....	84
1.3.2	Costes de la explotación.....	85
1.4	Estudio de la energía hidráulica.....	86
1.4.1	Inversión inicial.....	86
1.4.2	Costes de la explotación.....	88
1.5	Resumen de costes de energía renovable.....	89
1.6	Estudio de la planta de gasificación.....	90
1.6.1	Estudio de la gasificación por plasma.....	90
1.6.2	Estudio del ciclo Rankine.....	92
1.6.3	Estudio de las pilas de combustible.....	93
Capítulo 2	Evaluación económica general de la microrred.....	95
2.1	Coste de las tecnologías.....	95
2.2	Evaluación económica general.....	96
Capítulo 3	Rentabilidad económica de los inversores.....	98
3.1	Invertir en la microrred.....	98

PARTE III ANEJOS

Anejo A	Catálogo pila de combustible.....	103
Anejo B	Estudio IPC Funcas.....	104
Anejo C	Detalle centrales de generación.....	108

***REFERENCIAS*.....113**
***BIBLIOGRAFÍA*.....115**

Índice de figuras

Figura 1.	Microrred de la cárcel de Santa Rita.....	9
Figura 2.	Proyecto ESCRI (Australia).....	10
Figura 3.	Planta de gasificación por plasma Plasco.....	12
Figura 4.	Planta de gasificación por plasma Tees Valley.....	13
Figura 5.	Mapa de situación de Ávila.....	14
Figura 6.	Velocidad promedio del viento.....	15
Figura 7.	Generación solar promedio anual.....	16
Figura 8.	Mapa red eléctrica próximo a Ávila.....	17
Figura 9.	Demanda energética en Cuenca por meses.....	18
Figura 10.	Curva de generación eólica por horas.....	21
Figura 11.	Curva característica de la energía solar fotovoltaica.....	22
Figura 12.	Esquema generación hidráulica.....	23
Figura 13.	Estudio porcentual de los residuos en la provincia de Ávila.....	25
Figura 14.	Mapa de concentración de biomasa forestal.....	27
Figura 15.	Mapa de concentración de residuo agrícola.....	28
Figura 16.	Proceso de reaprovechamiento energético por incineración.....	31
Figura 17.	Proceso de reaprovechamiento energético por pirolisis.....	32
Figura 18.	Comparativa de generación eléctrica entre procesos.....	33
Figura 19.	Proceso de ionización en cascada.....	35
Figura 20.	Proceso de gasificación por plasma.....	36
Figura 21.	Tanque de gasificación por plasma.....	37
Figura 22.	Arena formada desde slag.....	38
Figura 23.	Nódulos metálicos separados de arena.....	38
Figura 24.	Slag enfriado al aire.....	38
Figura 25.	Lana de roca.....	39
Figura 26.	Ciclo Rankine de recuperación de calor.....	39
Figura 27.	Esquema ciclo de neutralizado.....	40
Figura 28.	Perfil de temperaturas en el interior de la vasija.....	43
Figura 29.	Circuito de refrigeración de la antorcha.....	44
Figura 30.	Layout de la planta en 3D.....	46
Figura 31.	Esquema ciclo Rankine.....	49
Figura 32.	Almacenamiento alta presión Toyota Mirai.....	55
Figura 33.	Pila de hidrógeno.....	58
Figura 34.	Tipos de pilas hidrógeno.....	60
Figura 35.	Pilas PEM.....	61
Figura 36.	Pilas alcalinas.....	62
Figura 37.	Pilas de ácido fosfórico.....	63
Figura 38.	Toda la generación no gestionable disponible.....	66
Figura 39.	Porcentajes de generación con todo disponible.....	67
Figura 40.	Ausencia de energía eólica.....	68
Figura 41.	Ausencia de energía eólica detallada.....	69

Figura 42.	Porcentajes de generación sin eólica.....	69
Figura 43.	Ausencia de energía solar.....	71
Figura 44.	Porcentajes de generación sin solar.....	71
Figura 45.	Ausencia de energía hidráulica.....	73
Figura 46.	Porcentajes de generación sin hidráulica.....	73
Figura 47.	Reparto porcentual de los costes de inversión inicial de la eólica.....	80
Figura 48.	Reparto porcentual costes de explotación de la eólica.....	82
Figura 49.	Subida del gasto de explotación en eólica por IPC.....	84
Figura 50.	Subida del gasto de explotación en FV por IPC.....	85
Figura 51.	Reparto porcentual costes de inversión inicial de la hidráulica.....	87
Figura 52.	Subida del gasto de explotación en hidráulica por IPC.....	88
Figura 53.	Subida del gasto total en la planta por IPC.....	92
Figura 54.	Subida del gasto total en el ciclo Rankine por IPC.....	93
Figura 55.	Subida del gasto total en las pilas de hidrógeno por IPC.....	94
Figura 56.	Comparativa del coste de generación de todas las tecnologías.....	95
Figura 57.	Desglose porcentual factura eléctrica.....	96
Figura 58.	Reparto porcentual de la inversión inicial.....	98
Figura 59.	Reparto porcentual de los costes de explotación.....	99

Índice de tablas

Tabla 1.	Potencia instalada de energía eólica en Ávila.....	20
Tabla 2.	Centrales hidroeléctricas en Ávila.....	22
Tabla 3.	Resumen de potencia disponible de cada tecnología.....	24
Tabla 4.	Resumen de residuos aprovechables.....	29
Tabla 5.	Energía eólica en Ávila.....	79
Tabla 6.	Costes inversión inicial de la energía eólica.....	81
Tabla 7.	Costes explotación eólica en Ávila.....	83
Tabla 8.	Detalle de las centrales hidráulicas en Ávila.....	86
Tabla 9.	Detalle de los costes de inversión de las centrales hidráulicas.....	87
Tabla 10.	Resumen costes de energía no gestionables.....	89
Tabla 11.	Detalle de costes de operación de la planta.....	91
Tabla 12.	Detalle de los costes de personal en la planta.....	92
Tabla 13.	Rentabilidad de la planta a los 25 años.....	100

Parte I: MEMORIA

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

1.1 PRESENTACIÓN

Tanto a nivel internacional como a nivel nacional existe cierta incertidumbre producida por las subidas de los precios de la electricidad y la eliminación de gases de efecto invernadero. La Unión Europea ha recomendado una economía circular en la se recuperen los residuos de las diversas actividades que se realizan, concretamente en el sector energético.

En la actualidad existen energías renovables no gestionables, como la eólica o la solar, son capaces de aportar energía y satisfacer los excesos en la demanda, no obstante, en casos en los que dichas energías renovables no se encuentren generando, será necesaria una tecnología capaz de satisfacer las necesidades energéticas.

Como una solución al problema se presentan las energías renovables gestionables que aprovechen los recursos biomásicos, en concreto, el aprovechamiento de los residuos sólidos (urbanos, forestales o agrícolas) mediante su gasificación por plasma.

Mediante la gasificación por plasma de los residuos sólidos será posible obtener hidrógeno como producto final del proceso. El hidrógeno tiene la ventaja de ser un gas almacenable, además, mediante el uso de pilas de combustible o turbinas de gas podrá realizar un aporte de energía a la microrred en situaciones en las que las renovables no gestionable no se encuentren generando.

En este proyecto de fin de grado se pretende estudiar la viabilidad de la creación de una planta de gasificación por plasma en una ciudad de unos cincuenta mil habitantes, haciendo uso de los residuos sólidos urbanos y forestales en un radio de cincuenta kilómetros.

Para el mismo, se ha elegido la ciudad de Ávila debido a su número de habitantes y su elevada disponibilidad de residuos sólidos forestales.

Como se puede comprobar el aprovechamiento actual de estos recursos en España es mínimo. Su integración en una red inteligente junto con los recursos renovables existentes en una zona permitiría un uso más racional de los recursos energéticos.

Con el objetivo de reducir el consumo de combustibles fósiles, se han impulsado en España una serie de políticas que tienen como función promover las energías renovables, en particular la solar fotovoltaica y la eólica.

Para ello se ha organizado el sistema eléctrico español en dos grupos de generación:

- **El régimen ordinario**, comprende todas las tecnologías que compiten para acceder a la curva de generación del sistema eléctrico español. Entre ellas aparecen las centrales nucleares, los ciclos combinados o las centrales de carbón.
- **El régimen especial**, comprende todas aquellas tecnologías de generación que reciben primas por parte del estado. El objetivo de la concesión de primas es disminuir el uso de combustibles fósiles ya que son fuentes limitadas y contaminantes. Las fuentes de energía renovables se caracterizan por ser tecnologías de generación variable, por ello, solo se conectan a la red central en momentos de producción de energía.

Estas tecnologías son principalmente la eólica, solar fotovoltaica, termosolar, mini hidráulica y la biomasa.

Debido a las elevadas primas concedidas a las energías renovables, se puede encontrar en la actualidad una elevada potencia instalada de energías renovables no gestionables. Al no poder realizar una estimación previa de la generación que van a tener dichas tecnologías, en momentos de generación reducidas, se requiere un aporte de energía exterior para poder satisfacer la demanda. Todo ello conlleva un aumento en la factura eléctrica, que sumado a las primas por energías renovables que se conceden, eleva la factura a los consumidores alrededor del 30%.

Las primas a las energías renovables que se han concedido han sido principalmente a energías renovables no gestionables, sobre todo a la eólica y la solar fotovoltaica, buscando el beneficio de inversores. Otras como la biomasa no han sido tenidas en cuenta, más aun sabiendo su alta gestionabilidad.

En la actualidad se dispone de ciclos combinados y centrales hidráulicas de bombeo para realizar el aporte de energía en los momentos en los que la eólica o la solar fotovoltaica no se encuentren disponibles, no obstante, no siempre la potencia gestionable resulta ser suficiente.

En el proyecto se decide diseñar una microrred en la que se puede funcionar en modo isla, sin necesidad de aporte de energía por parte de la red. Para ello la microrred tendrá las siguientes características:

- **Fuentes de energía no gestionables**, como pueden ser la eólica, la solar fotovoltaica o la mini hidráulica.
- **Planta de gasificación por plasma**, formada por un reactor de plasma, un ciclo Rankine para la recuperación de calor, tanques de almacenamiento de hidrógeno y pilas de combustible.

Mediante el reactor de plasma se va a conseguir convertir el residuo sólido en hidrógeno, con diversos tratamientos. El ciclo Rankine para la recuperación de calor aprovechará el calor del reactor para realizar el aporte de energía necesario en la planta, siendo esta autosuficiente energéticamente. Los tanques de almacenamiento se utilizarán para el hidrógeno. Por último, las pilas de combustible se acoplarán a la microrred para realizar un aporte de energía inmediato en los momentos en los que no se disponga de energía para satisfacer la demanda.

Mediante la generación distribuida de la energía se soluciona el problema de las pérdidas y el gasto en el transporte. Al estar los centros de generación próximos a los centros de consumo se reduce alrededor del 5% el coste en la factura.

En definitiva, mediante la implantación de la microrred en Ávila se consigue una utilización de las renovables, aprovechando al máximo la generación y consiguiendo una alta gestionabilidad de la misma. Los residuos sólidos que son almacenados en vertederos podrían reutilizarse, contribuyendo así a la eliminación de los vertederos controlados que desde la Unión Europea tanto solicitan. Vista la necesidad de un cambio en el sistema centralizado actual en España, la creación de microrredes y la descentralización de la red eléctrica solucionarían los problemas de transporte y gestión de las renovables que tanto están afectando a la factura eléctrica de los consumidores.

1.2 OBJETIVOS

La principal motivación que lleva realizar este proyecto es el aprovechamiento energético de fuentes gestionables y no gestionables y su integración en una red inteligente que sea autosuficiente para satisfacer las necesidades energéticas de un núcleo poblacional. Ante el aumento anual de demanda energética y el agotamiento progresivo de las reservas petrolíferas y de gas natural se propone de vital importancia el avance en el estudio de energías renovables.

El proyecto se sitúa en la ciudad de Huesca. El objetivo principal del proyecto es estudiar la viabilidad energética y económica de la microrred inteligente. Para ello, debe ser posible satisfacer la demanda energética mediante las energías renovables no gestionables disponibles y los recursos biomásicos. Los objetivos a cumplir serán los siguientes:

- En primer lugar, se debe hacer un estudio de la zona. Recopilando información relativa a los recursos biomásicos disponibles y las energías renovables no gestionables situadas en un entorno de 50 km a la redonda. Además, se deberá conocer la demanda en la ciudad y sus posibles fluctuaciones con el fin de conocer los casos de mayor necesidad de generación.
- Una vez se disponga de todos los datos disponibles, se deberá analizar la gestión de los mismos para poder satisfacer las necesidades de demanda energética junto a los casos de mayor generación de la planta de gasificación por plasma para poder hacer un dimensionamiento de la misma.
- Se estudiarán las distintas alternativas de aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos con el fin de determinar si la gasificación por plasma es el mejor de todos ellos. También, se deberá ver si con el volumen de residuos que se dispone la creación de la planta es algo económicamente viable.
- De las fuentes de energía disponibles, se deberá determinar cuáles de ellas deberán incorporarse a la microrred. Se buscará que dichas tecnologías sean poco contaminantes, renovables y económicamente viables. En caso de existir una tecnología cuyo coste de infraestructura, puesta en marcha y explotación sea superior a los beneficios producidos por la misma se desestimará su uso.

- Se diseñará la planta de gasificación por plasma, con el objetivo de que sea autosuficiente energéticamente. Además de tratar los residuos sólidos, se pretende que sea capaz de aprovechar el calor de los procesos para generar energía y poder funcionar sin necesidad de aportes de externos.
- Una vez diseñada la planta, se estudiará el método de almacenamiento de hidrógeno y la cantidad de almacenamiento que se debe tener en los casos más desfavorables.
- Tras conocer el almacenamiento, se decidirá qué tipo de pila de combustible es la idónea para el proyecto y cuantas pilas de combustible se deben disponer para ser utilizadas en los casos de mayor necesidad de generación.
- Con el objetivo de conocer los distintos casos de generación que se podrán presentar, se hará un estudio teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas y los distintos escenarios que se pueden presentar ante la ausencia de alguna tecnología no gestionable.
- Por último, se realizará un estudio económico sobre los costes de generación de las distintas tecnologías a utilizar y su explotación durante los años de vida útil. A partir de ello, se realizará un estudio de rentabilidad para determinar si la microrred resulta atractiva tanto para los inversores como para los consumidores.

Capítulo 2: ESTADO DEL ARTE

2.1 MICRORREDES INTELIGENTES

En el siguiente capítulo se va a introducir el concepto de redes inteligentes y su implantación en la actualidad.

Desde la Unión Europea y los organismos internacionales, se está promoviendo la descentralización de las redes eléctricas. Para ello, se deben crear redes a menor escala que tengan una mayor gestionabilidad, pudiendo hacer un uso más efectivo de las fuentes de energía renovables y no contaminantes.

La microrred se aprovechará de la energía producida por las fuentes renovables no gestionables y, si estas no están disponibles, obtendrá energía a partir de unas fuentes gestionables. De esta forma se puede asegurar la continuidad del servicio y la calidad del mismo, siendo respetuosos con el medio ambiente.

Las microrredes inteligentes solucionan el problema de la dependencia de energía exterior, además, en momentos de alta generación de energía renovable no gestionable pueden conectarse a la red general para aportar energía y poder obtener un beneficio económico.

En España, las ayudas aportadas por la Unión Europea en años pasados para la instalación de energía renovable y solar principalmente, han hecho que se disponga de una gran potencia instalada no gestionable. En provincias como Ávila, podemos encontrar que la potencia instalada de energía renovable no gestionable es diez veces superior a la máxima demanda de energía en todo el año. Aprendiendo a gestionar correctamente estas tecnologías es posible reducir las pérdidas económicas y energéticas.

Este sistema, permite una participación activa por parte de los clientes que, si lo desean, pueden aportar energía a la red permitiendo un flujo bidireccional de la misma. Para conseguirlo, se puede hacer una instalación de placas solares en edificios para su autoconsumo y, en momentos de generación elevada, mandar ese sobrante de energía a la microrred.

2.1.1 EJEMPLOS DE MICRORREDES

A continuación, se detallan algunos de los ejemplos de microrredes que existen en la actualidad:

- **Microrred en US Army Fort Bragg (Carolina del Norte)**

Esta microrred ha sido diseñada por Honeywell, su precio es de 3,4 millones \$. Los servicios de inteligencia de Estados Unidos han pedido a la compañía Honeywell el diseño de la microrred en su base militar, el objetivo es mantener el servicio eléctrico en casos en los que se interrumpa la conexión con la red.

La microrred incluye una planta de tratamiento de residuos y placas de energía solar fotovoltaica. Se estima que posee una reserva de energía de 62 MW, pudiendo aportar 150 MW en su máxima carga posible.

En la actualidad, Honeywell está realizando proyectos en más de 150 edificios federales, creando microrredes que permitan la independencia energética de la red central.

- **Microrred en la cárcel de Santa Rita (California)**

La cárcel de Santa Rita, que cuenta con más de 4000 presos y un millón de m² de superficie, es considerada una de las cárceles más eficientes de Estados Unidos, con un pico de demanda de 3,4MW.

La microrred de la cárcel cuenta con las siguientes fuentes de energía que le permiten abastecerse sin necesidad de aporte de la red:

- 1,2 MW de potencia solar fotovoltaica instalada.
- 1 MW de potencia de cogeneración
- 12 KW de potencia eólica
- 2 MW de almacenamiento de energía
- 2,4 MVA en generadores diésel

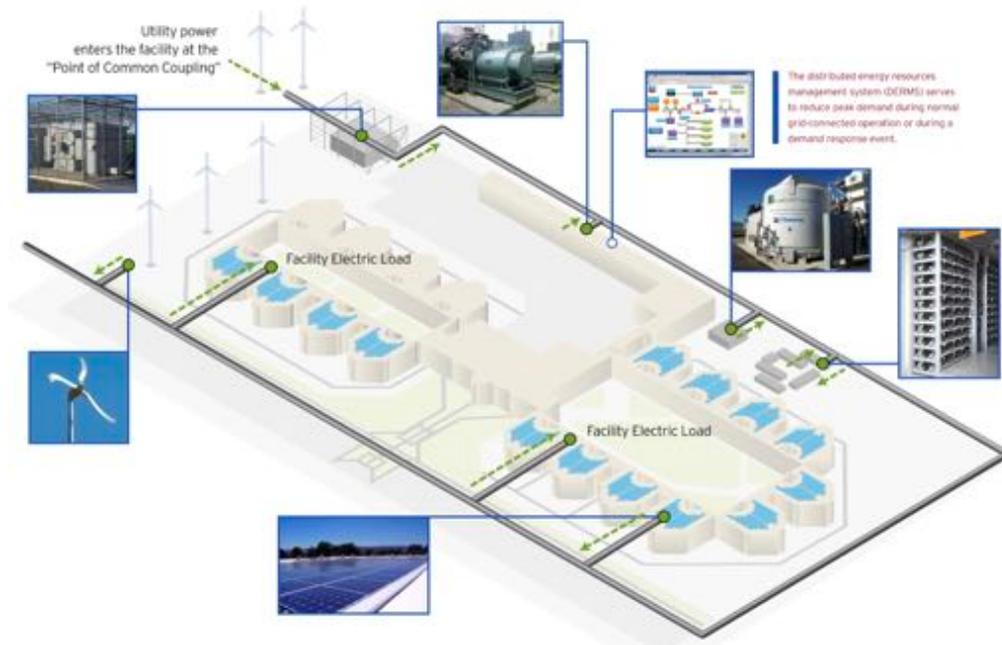


Figura 1: Microrred de la cárcel de Santa Rita

- **Microrred en Mannheim Wallstadt (Alemania)**

La microrred se encuentra en un edificio de Mannheim, Alemania. Siendo un proyecto respaldado por inversores privados. La microrred, funciona tanto en modo isla como conectada a la red eléctrica. Se trata de un ejemplo de microrred más dirigido a pequeños consumidores cuya demanda varía entre los 100 y los 200 KW. Está formada por:

- Pilas de combustible de 4,7 KW
- Almacenamiento de 1,2 KW
- Unidades de cogeneración de 5,5 y 9 KW
- Paneles solares fotovoltaicos de 3,8 KW

- **Proyecto ESCRI (Australia Sur)**

ABB está realizando un proyecto en el sur de Australia con el objetivo de asegurar la calidad y seguridad del servicio eléctrico. Para ello, han instalado baterías con

un total de 30 MW con el objetivo de poder integrar las energías renovables no gestionables existentes en la microrred de la zona.

Con ello podrán asegurar la calidad y rapidez del servicio a al menos 400 casas durante 24 horas en ausencia de generación de las energías renovables no gestionables.



Figura 2: Proyecto ESCRI (Australia)

2.2 GASIFICACIÓN POR PLASMA

La gasificación por plasma es una de las tecnologías que se incorporan en este proyecto. Su utilización permite la valorización de residuos sólidos con el objetivo de obtener hidrógeno para su posterior uso en la generación de energía eléctrica.

La empresa Westinghouse Plasma Corporation es la empresa más grande dentro de este sector. En la actualidad tiene diversas plantas comerciales operativas y una amplia gama de reactores de plasma.

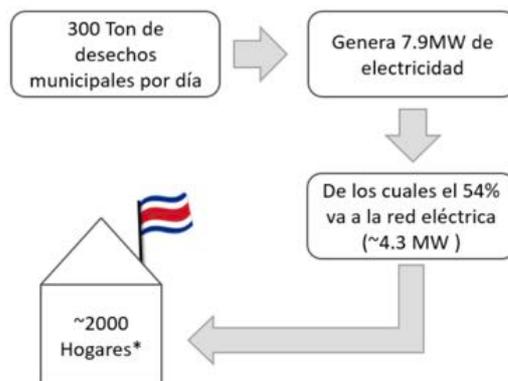
La gasificación por plasma es una tecnología que aún no se ha desarrollado especialmente, no obstante, existen diversos ejemplos de la misma que se detallan a continuación.

2.2.1 EJEMPLOS DE PLANTAS DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

A continuación, se detallan algunos de los ejemplos más destacados de plantas de gasificación por plasma:

- **Plasma Direct Melting Reactor (Utashinai, Japón)**

Esta planta situada en Japón convierte los desechos municipales en energía eléctrica. Aprovecha el calor en los procesos para realizar un secado de los residuos a la entrada, con el objetivo de obtener una mayor facilidad en la gasificación.



- **Planta de gasificación por plasma Plasco (Ottawa)**

La planta de gasificación por plasma de Plasco Energy Group en Ottawa lleva en servicio desde 2011. Problemas en el funcionamiento han hecho que la planta solo esté procesando un 25% de lo estimado, 85 toneladas al día. La empresa firmó un contrato de 180 millones de euros por 20 años con la ciudad de Ottawa para la gestión de los residuos. Debido a los problemas en el funcionamiento que tenía la planta el ayuntamiento de la ciudad de Ottawa acabó por rescindir el contrato con la compañía al no alcanzar los volúmenes acordados de producción.



Figura 3: Planta de gasificación por plasma Plasco

- **Planta Tees Valley (Inglaterra)**

La planta de Tees Valley es una planta en construcción. La planta procesará en un futuro 1.000 toneladas de residuos sólidos y producirá energía mediante ciclos combinados, siendo la combinación de turbinas de gas, generadores de vapor de recuperación de calor y turbinas de vapor.

El syngas obtenido será tratado para conseguir los resultados deseados y cumplir con los requisitos necesarios para su uso en las turbinas de gas.



Figura 4: Planta de gasificación por plasma Tees valley

Capítulo 3: MICRORRED EN ÁVILA

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA A SITUAR LA MICRORRED

3.1.1 LOCALIZACIÓN DE LA MICRORRED

Para la realización del proyecto de diseño de la microrred inteligente se ha elegido la ciudad de Ávila. Ávila es una ciudad y municipio español, situado en la provincia de Ávila, en la comunidad autónoma de Castilla y León. Es capital de la provincia homónima y de comarca de Ávila.

Se encuentra situada junto al curso del río Adaja, a 114 km de Madrid y 1131 m sobre el nivel del mar. Tiene una superficie de 231.9 km² y una población de 58.000 habitantes (2017).



Figura 5: Mapa de situación de Ávila

3.1.1 METEOROLOGÍA

El clima de la ciudad está muy condicionado por su altitud, que alcanza los 1131 metros sobre el nivel del mar, siendo la capital de provincia más alta de España. Así, Ávila es una de las capitales de provincia más frías, con una temperatura media anual de 11 °C. Las condiciones meteorológicas serán de gran importancia pues de ellas dependen las fuentes de energía no gestionables que se usarán en la microrred.

Los elementos meteorológicos más a tener en cuenta serán la velocidad del viento y la radiación solar. A continuación, se muestran sus valores promedio anuales:

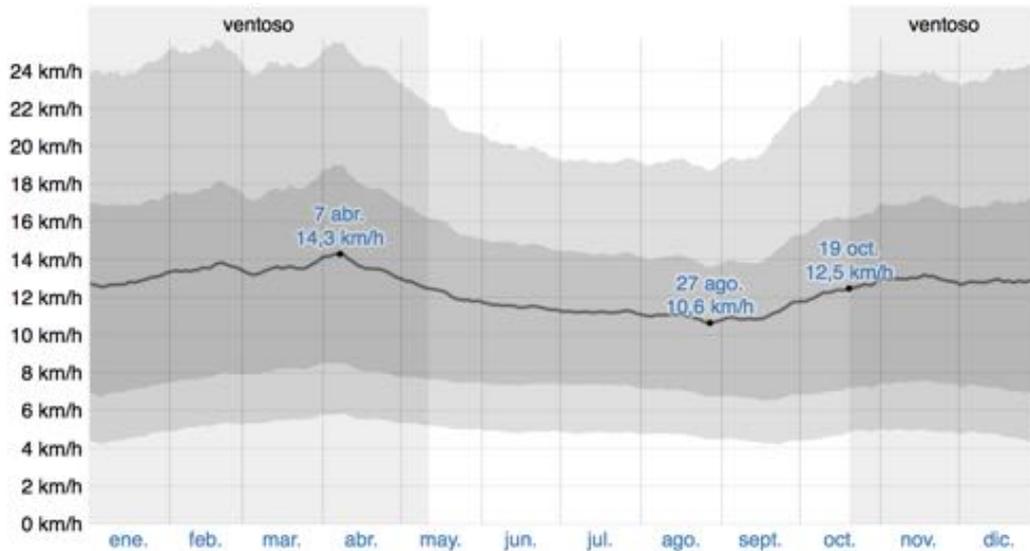


Figura 6: Velocidad promedio del viento

La velocidad del viento es la causante de las variaciones en la generación de energía eólica. La velocidad promedio (línea gris oscuro) alcanzará un máximo en abril, 14,3 km/h y un mínimo en agosto, 10,6 km/h [1].

La radiación solar, por su parte, es la causante de las variaciones en la generación solar fotovoltaica. La generación solar fotovoltaica media será máxima en julio, 8.3kWh, y mínima en diciembre, 1,9kWh.

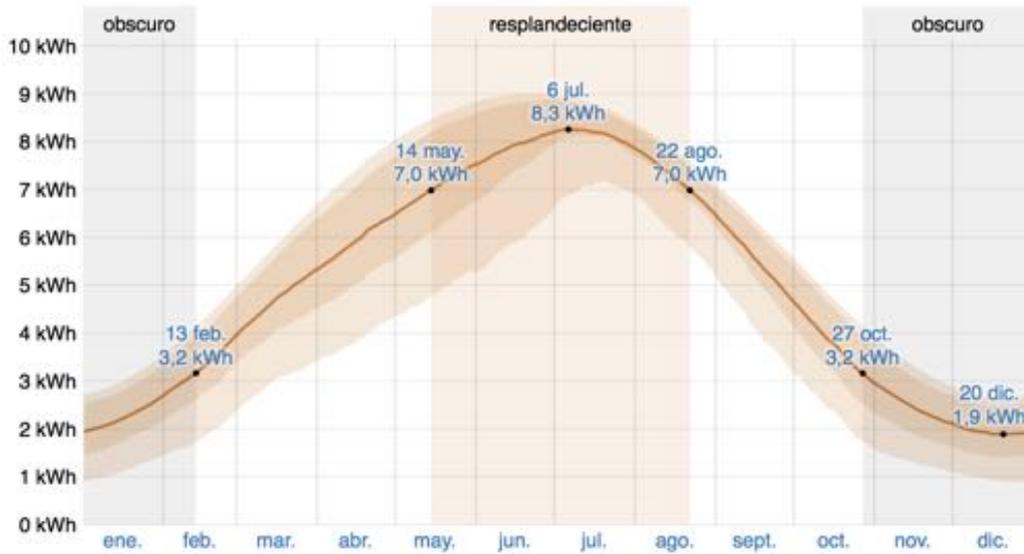


Figura 7: Generación solar promedio anual

3.2 MICRORREDES

3.2.1 DEFINICIÓN

Una microrred consiste en un grupo localizado de fuentes de electricidad y cargas que normalmente funcionan conectadas y síncronas con la red eléctrica centralizada tradicional (macrorred), pero también pueden desconectarse al “modo isla” y funcionar autónomamente según lo dicten las condiciones físicas y /o económicas.

En concreto, las microrredes se están creando con el objetivo de que pequeños núcleos de consumo puedan ser autosuficientes actuando ante fallos en la red, contribuyendo a la descentralización de la misma.

La mayoría de recursos que utilizan son renovables, aunque para ser totalmente autosuficientes necesitan también de dispositivos de almacenamiento para situaciones en las que las renovables no se encuentren generando energía. Los dispositivos de almacenamiento de energía son la parte principal para asegurar el continuo funcionamiento de la microrred.

Cabe destacar la necesidad de estas microrredes en lugares como hospitales, donde la vida de las personas puede verse afectada por fallos en la red, o en servidores cloud, en los

cuales un fallo en la red puede provocar que se pierda información de millones de usuarios.

El objetivo futuro es que todo consumidor pueda disponer de energía eléctrica siempre que lo solicite y esta pueda generarse respetando el medio ambiente.

3.2.2 RED ACTUAL EN ÁVILA

El mapa de la red eléctrica en Ávila es el siguiente:

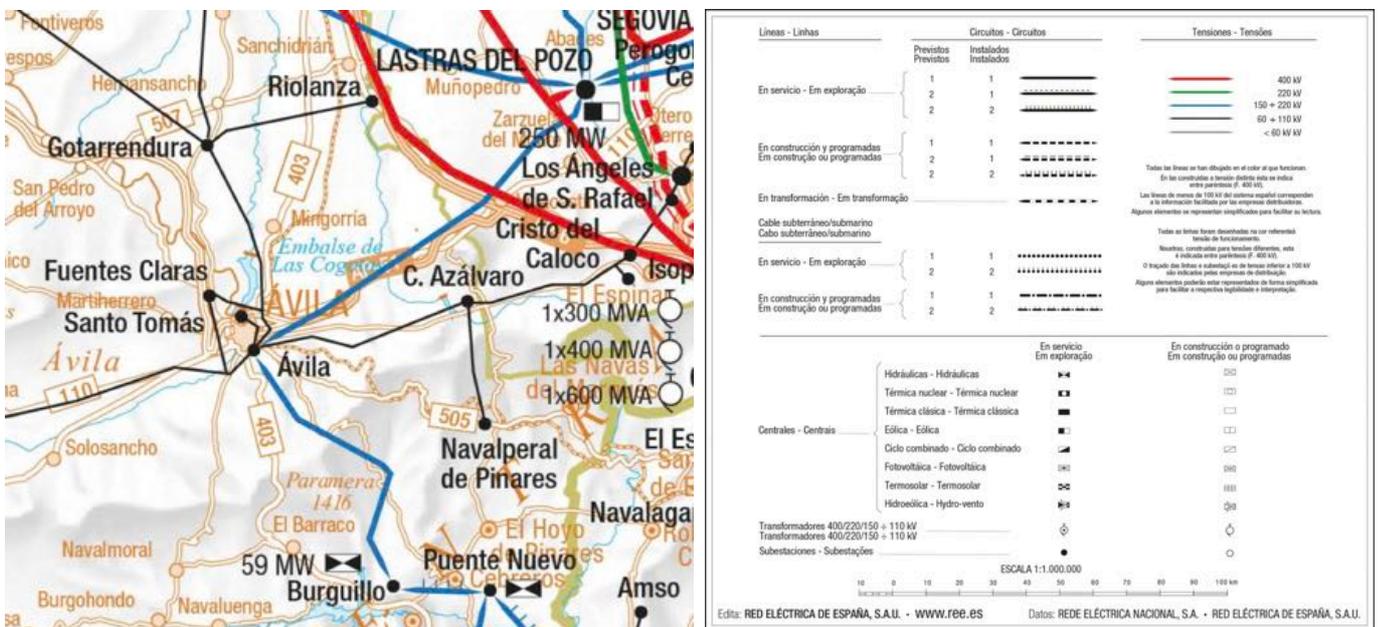


Figura 8: Mapa red eléctrica próximo a Ávila

La ciudad está comunicada internamente por líneas de 60/110 KV y se encuentra conectada a la red de 400KV mediante líneas de 150/220KV en Lastras del pozo y cerca de Villaviciosa [2].

A la hora de diseñar la planta de gasificación por plasma, se situará la misma en los alrededores de la ciudad, en un punto próximo a los centros de generación actuales para poder incorporar la energía necesaria a la red de forma inmediata cuando se solicite.

3.3 DEMANDA ENERGÉTICA

La compañía encargada de la distribución de la red eléctrica en Ávila es Iberdrola, ante la imposibilidad de obtener la información de la demanda de la ciudad por las políticas internas de la compañía se utilizarán los datos de demanda de la ciudad de Cuenca en 2012, con una población de 57.000 habitantes., la cual es próxima a la población de Ávila en 2017 (58.000 habitantes).

Es necesario conocer la información de la demanda máxima en la ciudad para poder estimar la potencia gestionable necesaria de la planta de gasificación por plasma.

	MWh	Día	Mes	Hora
Máximo	41,96	13	Febrero	12:00
Mínimo	10,67	27	Mayo	8:00
Diferencia	31,28	-	-	-

Figura 1: Demanda energética en Cuenca (2012)

A partir de la información obtenida se estima que la potencia gestionable instalada de la planta de gasificación por plasma debe ser de 50 MW [3].

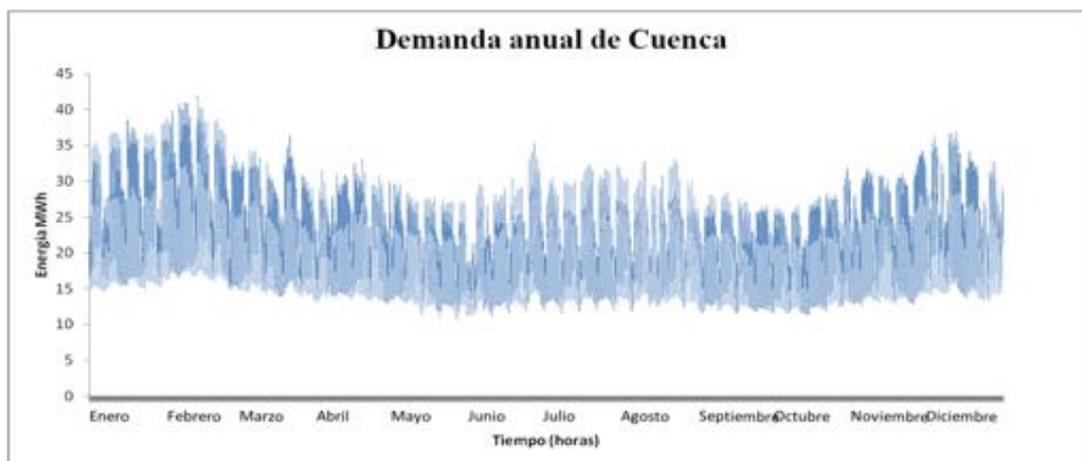


Figura 9: Demanda energética en Cuenca por meses (2012)

Se puede apreciar que, aunque la demanda es algo mayor en los meses de invierno es bastante estable por lo que se puede considerar que de media se va a necesitar la misma potencia durante todo el año.

3.4 ANÁLISIS DE LA POTENCIA GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE INSTALADA

3.4.1 INTRODUCCIÓN

La generación a nivel mundial está sufriendo un proceso de descentralización, la introducción de las energías renovables y su gestión mediante redes inteligentes hace que la generación pase ser gestionada localmente.

Este proyecto pretende conseguir una red capaz de satisfacer la demanda energética sin necesidad de recurrir a importaciones. España tiene actualmente una gran dependencia de energía exterior, es por ello que se debe hacer un uso eficaz y conjunto de las energías gestionables y no gestionables existentes para poder satisfacer las necesidades de demanda.

La energía no gestionable (eólica y solar principalmente) se caracteriza por ser energía dependiente de la meteorología, es decir, no siempre puede hacerse uso de la misma. Estas deficiencias se cubren en España con las centrales de ciclo combinado que son de utilidad, pero el transporte de esta energía a los centros de consumo suele producir unas pérdidas cercanas al 10% y al no generar de forma permanente su rentabilidad es muy baja.

Se presenta como algo necesario la creación de una microrred que sea capaz de satisfacer los picos de demanda con energía gestionable, en particular almacenamiento de hidrógeno para pilas de combustible, para poder garantizar la calidad y continuidad del servicio.

En el entorno de Ávila existen actualmente infraestructuras de generación de energía renovable de las que puede hacerse uso. La microrred se abastecerá de todas aquellas que se encuentren a un radio de 50 km de la ciudad gracias al gran volumen de potencia instalada.

3.4.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica hacia zonas de menor presión, cuyas velocidades son proporcionales al gradiente de presión [].

La potencia producida por los parques eólicos en España es suficiente como para satisfacer la demanda, dato que demuestra la apuesta por las renovables en España, en concreto en Ávila es la energía renovable predominante. Existen un total de diecisiete parques eólicos en la provincia de Ávila, de los cuales únicamente catorce de ellos están a menos de cincuenta kilómetros de la capital.

Parque eólico	Municipio	Distancia (Km)	Potencia instalada (MW)
Cruz de Hierro	Santa María del Cubillo	27	19,8
Altos de Cartagena	Navas del Marqués	40	21,12
Cabeza Mesa	San Juan del Olmo	39	24,42
Colladillo	Valdecasa	35	24,42
Ávila	Ávila	5	11,88
Peguerinos	Peguerinos	49	32,8
El Rincón	San Juan del Olmo	39	24,42
Navas del Marqués	Navas del Marqués	40	10,56
Navazuelo	Navas del Marqués	40	17,16
Ojos Albos	Ojos Albos	23	14,52
Riofrío	Riofrío	17	32
Tornadizos de Ávila	Tornadizos de Ávila	8,8	24,8
Aldeavieja	Santa María del Cubillo	27	14.52
Redondo	Villanueva del Campillo	49	42.5
Total	-	-	315

Tabla 1: Potencia instalada de energía eólica en Ávila [4]

La potencia instalada es elevada, pero la dependencia de los vientos en la zona que hace que sea una fuente de energía poco fiable en caso de ser la única disponible. Como puede apreciarse en la siguiente gráfica los vientos fluctúan durante todo el día haciendo impredecible la generación de energía.

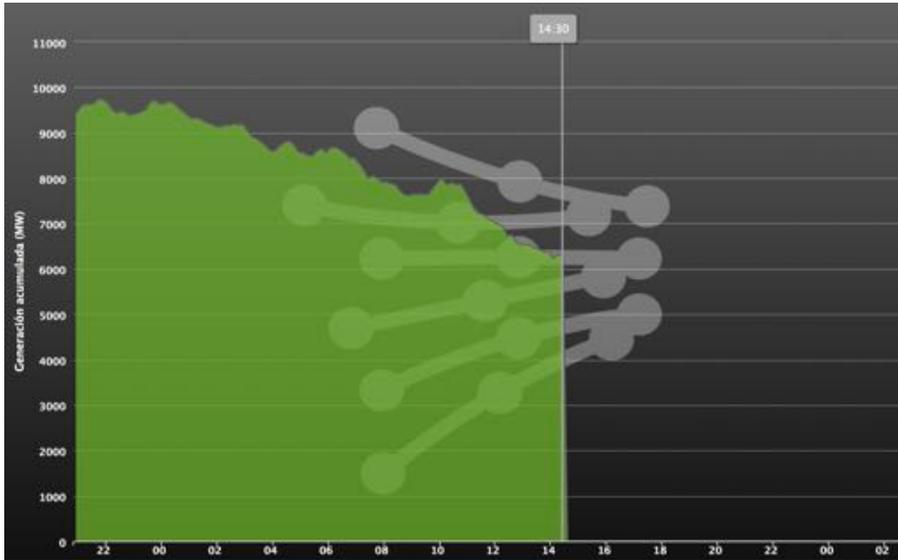


Figura 10: Curva de generación eólica por horas [5]

3.4.3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La presencia de energía solar fotovoltaica en la provincia de Ávila es menor que en otras provincias de España debido a su menor radiación solar.

La radiación se puede medir mediante el parámetro HSP (Horas solar pico), este se define como el tiempo en horas de una hipotética radiación solar constante de 1000 W/m^2 . La provincia de Ávila tiene una HSP media anual de 1.44, lo cual equivaldría a una radiación aproximada de $5,18 \text{ MJ/m}^2$.

Las centrales solares fotovoltaicas generan en Ávila 2143 MWH anuales por MW instalado con una potencia instalada de 13,292 MW [6].

Como puede apreciarse la generación fotovoltaica en Ávila no es muy elevada, aproximadamente un 4% de la potencia instalada de energía eólica, por lo que para el caso de estudio no se tendrá demasiado en consideración.

Como la generación va ligada a las horas de luz, la energía solar fotovoltaica será altanamente aprovechable durante las horas del mediodía.

La curva característica de generación media a lo largo del día es la siguiente:

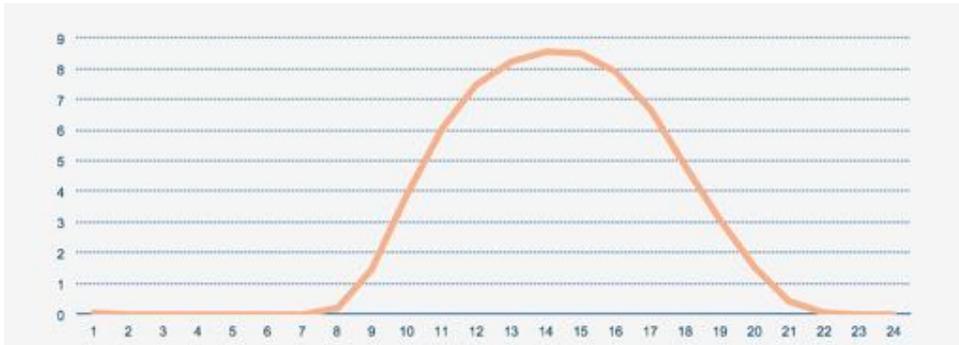


Figura 11: Curva característica de la energía solar fotovoltaica

3.4.4 ENERGÍA HIDRÁULICA

En Ávila se encuentra una única gran central de generación hidroeléctrica en el embalse de Burguillo del cual toma su nombre.

Las centrales aprovechables situadas a menos de 50 km de Ávila son:

Central	Localización	Potencia instalada (MW)
Puente nuevo	Cerebros	20,7
Burguillo	Tiemblo	61,95
Doña Jimena	Adrada	1,893
Salto de Piedralaves	Piedralaves	1,04
Los gavilanes	Gavilanes	1,18
Lanzahita	Lanzahita	1,97
Total	-	88,733

Tabla 2: Centrales hidroeléctricas Ávila [7]

Para la generación de este tipo de energía se construyen presas que retienen el agua. Posteriormente el agua se deja caer en grandes cantidades, lo que genera energía cinética encargada de mover grandes turbinas para generar energía mecánica. Por último, la energía mecánica generada se convierte en electricidad.

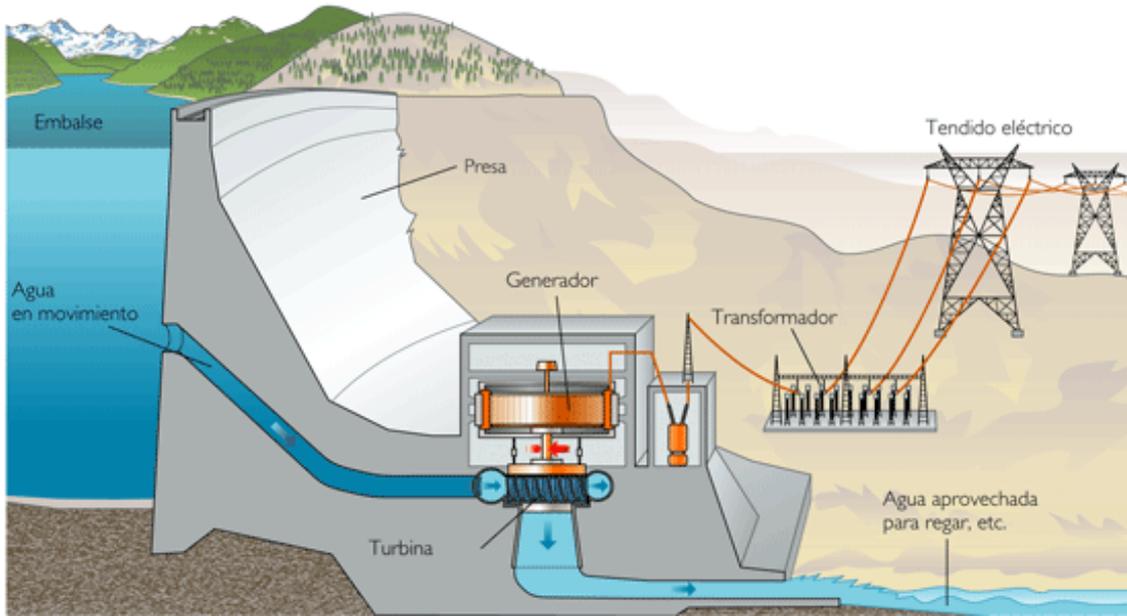


Figura 12: Esquema generación hidráulica

Aunque la potencia instalada de energía hidráulica es cercana a valores de 90 MW, la generación por hora ronda valores de 25MWh. Dichos valores se considerarán constantes durante todo el día a la hora de realizar las estimaciones de generación de planta de gasificación por plasma al no poder disponer de los valores de generación por hora que tienen las centrales anteriormente mencionadas.

3.4.5 RESUMEN FUENTES DE ENERGÍAS NO GESTIONABLES

Las fuentes de energía no gestionables a utilizar en la microrred del proyecto son mostradas conjuntamente en la siguiente tabla:

Tipo	Potencia
Eólica	315 MW
Solar	13,292 MW
Hidráulica	88,733 MW
Total	417 MW

Tabla 3: Resumen de potencia disponible de cada tecnología [Elaboración propia]

Se puede apreciar que la fuente no gestionable predominante es la eólica, esta es altamente dependiente de las condiciones meteorológicas. En días de viento escaso la producción total de energías no gestionables se verá muy afectada, es por ello que resultará de vital importancia la planificación de un sistema de reserva que sea capaz de suplir las necesidades de energía en este tipo de días.

En caso de condiciones ideales, la generación de energía sería 10 veces superior a la demanda máxima por hora en la ciudad, que según se ha podido conocer, es de 42 MWh.

Capítulo 4: APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS

4.1 ESTUDIO DE BIOMASA APROVECHABLE

4.1.1 ÁMBITO DE ESTUDIO

El estudio comprende la provincia de Ávila, una cantidad aproximada de 239 municipios de la provincia de Ávila (735.693 hectáreas). Para poder conocer la cantidad total de biomasa que se dispone primero se debe clasificar su procedencia, como se presenta a continuación:

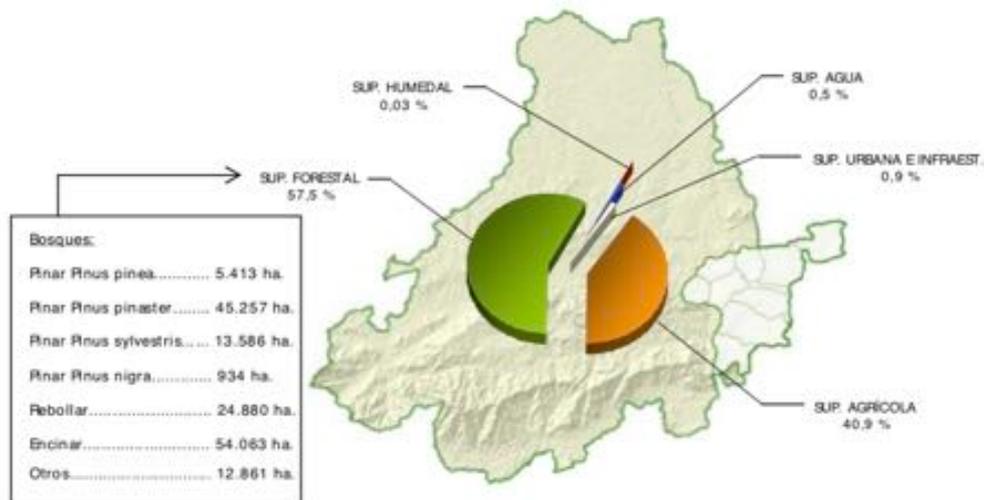


Figura 13: Estudio porcentual de los residuos en la provincia de Ávila

Aproximadamente un 57,5 % de la biomasa de la que se dispone es de procedencia forestal y un 40,9 % de procedencia agrícola. Por su parte, la cantidad de biomasa aprovechable de superficie de humedales y agua es insignificante por lo que no es motivo de estudio.

4.1.2 RESIDUOS DE ORIGEN FORESTAL

Los residuos de origen forestal serán una gran fuente de residuos dada la abundancia de bosques en la provincia de Ávila. Se tendrá en cuenta todo residuo forestal disponible en un entorno de 50 km a la redonda, de tal forma que sea viable su recogida y posterior transporte.

La superficie cuyas características principales aseguran la viabilidad técnica del aprovechamiento de los residuos forestales para su uso energético es de 106.801 hectáreas. En la superficie (106.801 ha) se ha estudiado la cantidad total de biomasa que es aprovechable, siendo de 29.913 Tm/año [8] (referido a peso seco, humedad del 0%). El potencial energético explotable disponible en el área de estudio, considerando el Poder Calorífico Inferior (PCI) de cada una de las especies forestales que se han incluido es de 567,69 TJ/año = 157.693 MWh. La superficie dominada por zonas arbustivas cuya explotación resulta posible es de 84.931 hectáreas. En esta superficie, se ha analizado la cantidad de biomasa que se puede aprovechar, que será de 29.987 Tm/año (referido a peso seco, humedad del 0%). Cantidad similar a la de superficie arbolada señalada anteriormente. Los residuos de origen forestal serán por tanto una fuente de energía que podrá ser utilizada para la gestión de la microrred a diseñar. Según estudios de proximidad, se estima la cantidad de biomasa aprovechable de origen forestal entorno a un radio de acción determinado. Este análisis determina que la zona del área de estudio que concentra la mayor cantidad de biomasa aprovechable en un radio de acción de 50 km se localiza en torno a las siguientes localidades:

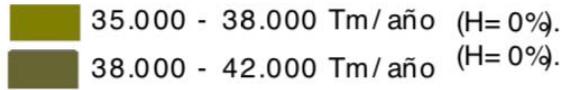


Figura 14: Mapa de concentración de biomasa forestal

A la vista de los resultados presentados anteriormente se estima una cantidad de residuos próxima a los 59.900 Tm/ año para su posterior aprovechamiento energético, según estudios realizados por la diputación de Ávila.

4.1.3 RESIDUOS GENERADOS EN LAS INDUSTRIAS DE PRIMERA TRANSFORMACIÓN DE LA MADERA

Existe poca cantidad de residuo disponible, puesto que la mayor parte de los residuos generados en la elaboración y transformación de la madera ya se encuentran destinados (Industria del tablero o explotaciones ganaderas). Las empresas localizadas en el área de estudio determinan que aproximadamente 15.184 Tm/año [9] pueden ser utilizadas para distintos fines, en el caso de estudio, para la generación mediante gasificación por plasma.

4.1.4 ESTUDIO DE RESIDUOS DE ORIGEN AGRÍCOLA

Los residuos de origen agrícola serán una fuente biomásica muy aprovechable dada la abundancia de los mismos en toda la provincia. La producción potencial total de biomasa de los tipos de cultivo evaluados por la diputación de Ávila es de 198.113 Tm/año, lo que supone una producción potencial de 3.048 TJ/año. La zona de mayor productividad potencial de biomasa se localiza en la comarca administrativa de Arévalo con una máxima en el término municipal de Madrigal de las Altas Torres, situados en un radio de acción de 35 km se sitúan los siguientes pueblos:

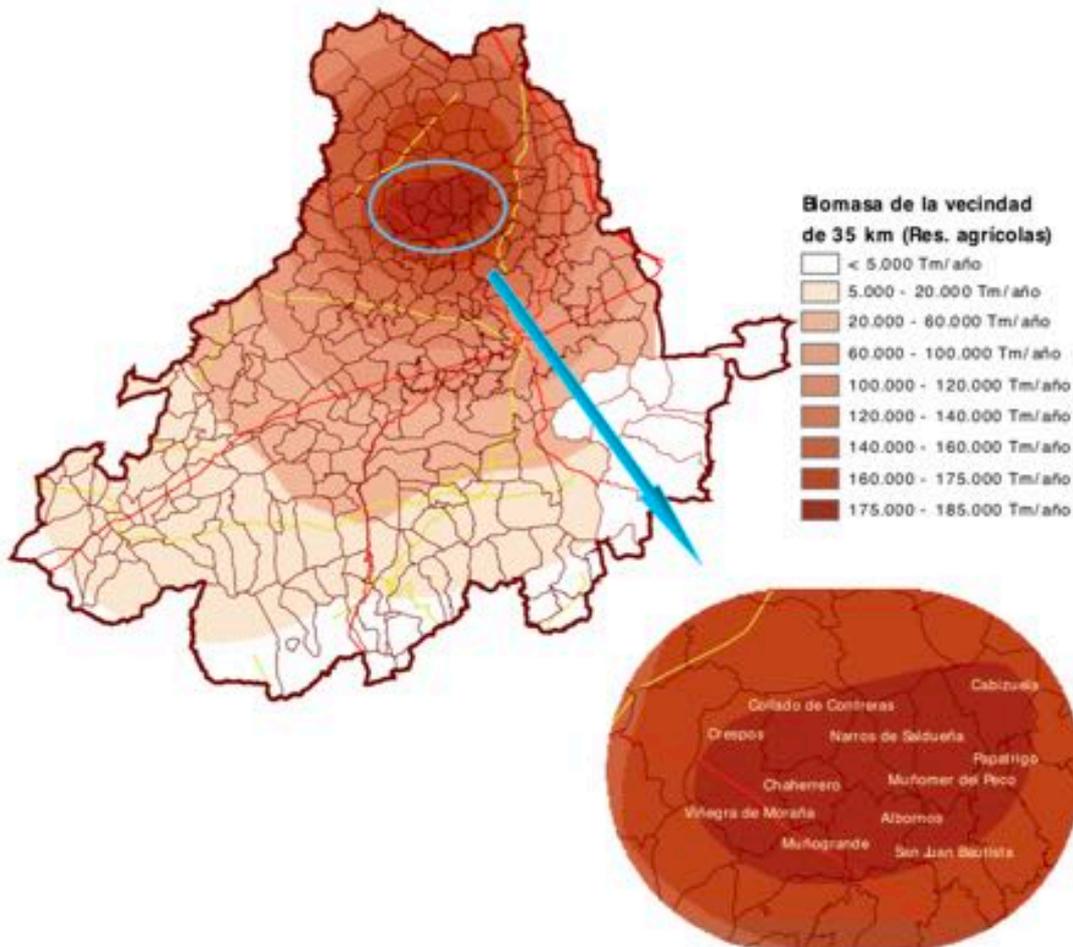


Figura 15: Mapa de concentración de residuo agrícola

4.1.5 ESTUDIO DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

En la ciudad de Ávila se generan un total de 21.564.380 kg [] de residuos sólidos urbanos anuales, teniendo una población aproximada de 58.000 habitantes resulta una media de 372 kg por habitante al año, valor próximo a la media de española (443 kg) [10].

4.1.5 RESUMEN DE RESIDUOS APROVECHABLES

La cantidad total de residuos aprovechables para la generación de energía es:

Tipo	Cantidad (kg)	Potencial energético
Forestales	59.900.000 kg	4300 kcal/kg
Generados en las industrias de primera generación de la madera	15.184.000 kg	4300 kcal/kg
Agrícolas	198.113.000 kg	4300 kcal/kg
Urbanos	21.564.380 kg	3000 kcal/kg
Total	294.761.380 kg	

Tabla 4: Resumen de residuos aprovechables [Elaboración propia]

4.2 VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS RESIDUOS

4.2.1 OPCIONES DE VALORIZACIÓN DISPONIBLES

Para el diseño de la microrred se han de valorar las opciones de aprovechamiento energético de las que se dispone para el posterior diseño de la planta de tratamiento de residuos. En este caso, se diseñará la planta de gasificación por plasma, pero existen otras opciones que actualmente se están utilizando. Dichas tecnologías son:

a) Vertedero controlado:

El vertedero controlado es una evolución del viejo vertedero, en el cual, se almacenaban las basuras en localizaciones próximas a núcleos urbanos. Consiste en una zona impermeabilizada donde se compactan los residuos biomásicos para lograr su fermentación anaerobia produciéndose gases con un contenido importante de metano y líquidos que es preciso eliminar. Estos vertederos deben estar altamente vigilados para controlar las emisiones y también para corregir problemas de funcionamiento. Mediante un sistema de drenaje se obtiene el metano de los gases producidos, el cual, será utilizado posteriormente para la producción de energía.

El metano obtenido se depura para eliminar las posibles impurezas que dañen los equipos de valorización y posteriormente se inyecta en motores de combustión interna que al acoplarse a alternadores generan energía eléctrica. El rendimiento de estos motores es del 55%, lo cual no sería problema en principio, pero el tiempo de arranque de los mismos es de unos 15 minutos aproximadamente, lo que hace que no puedan ser de aplicación en el caso de este proyecto al necesitar de arranques inmediatos.

En la actualidad son la técnica de valorización energética de residuos más utilizada en España, un 57% de los residuos tratados en España son mediante vertedero controlado [11].

b) Biometanización:

La biometanización es un proceso mediante el cual una selección de microorganismos descompone el residuo sólido urbano mediante la digestión anaerobio de la materia en biogás y residuo sólido estabilizado, la riqueza en metano de dicho biogás suele ser del 60 %. El metano será utilizado como combustible en motores de combustión interna acoplados a generadores. Como se ha mencionado anteriormente dichos motores necesitan un tiempo de arranque exagerado para las necesidades del proyecto, por ello se desestima el uso de esta alternativa.

c) Incineración catalítica:

La incineración posibilita el tratamiento de residuos en poca superficie de terreno y sin generación de sub residuos. Además de la eliminación de residuos, al 90%, se produce un excedente de energía en el proceso que puede ser utilizado para la generación eléctrica.

Los catalizadores, basados en óxidos de vanadio, wolframio y titanio, consiguen acelerar las reacciones químicas de eliminación de óxidos de nitrógeno y dioxinas a menor temperatura y de forma más eficiente.

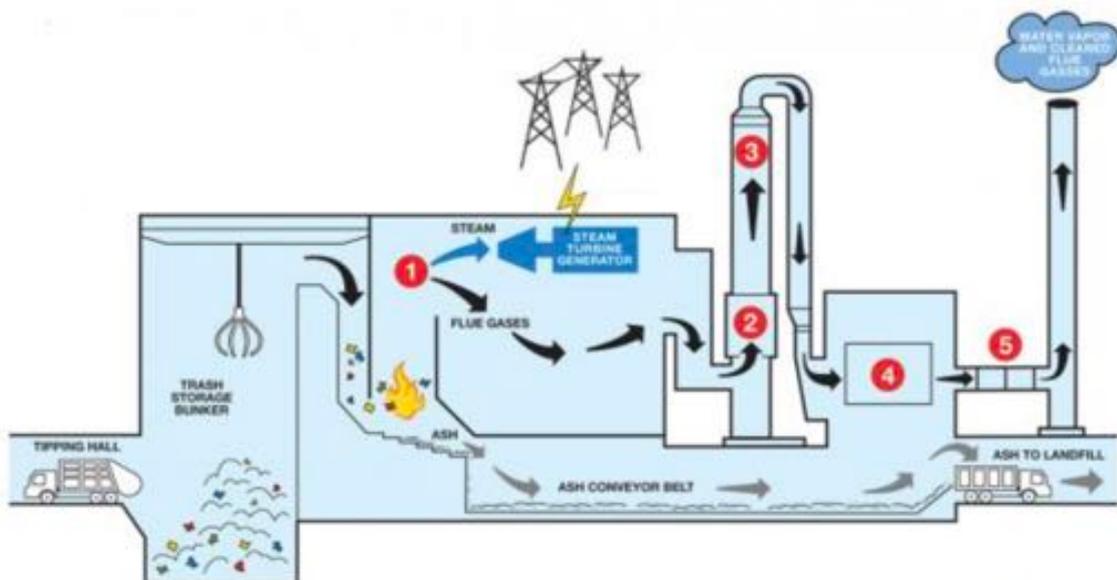


Figura 16: Proceso de reaprovechamiento energético por incineración

Se presenta como una solución interesante y competitiva, actualmente en España únicamente se incineran el 9% [12] de los residuos sólidos urbanos. No obstante, necesita de turbinas o motores de combustión interna y los tiempos de arranque ya mencionados que conllevan, por ello se desestima el uso de esta alternativa.

d) Pirólisis:

Consiste en la descomposición de la materia por efecto térmico en ausencia de oxígeno. La materia se descompone a temperaturas del orden de 500 °C [13].

Se forman productos combustibles que se desprenden de la destilación de materias orgánicas.

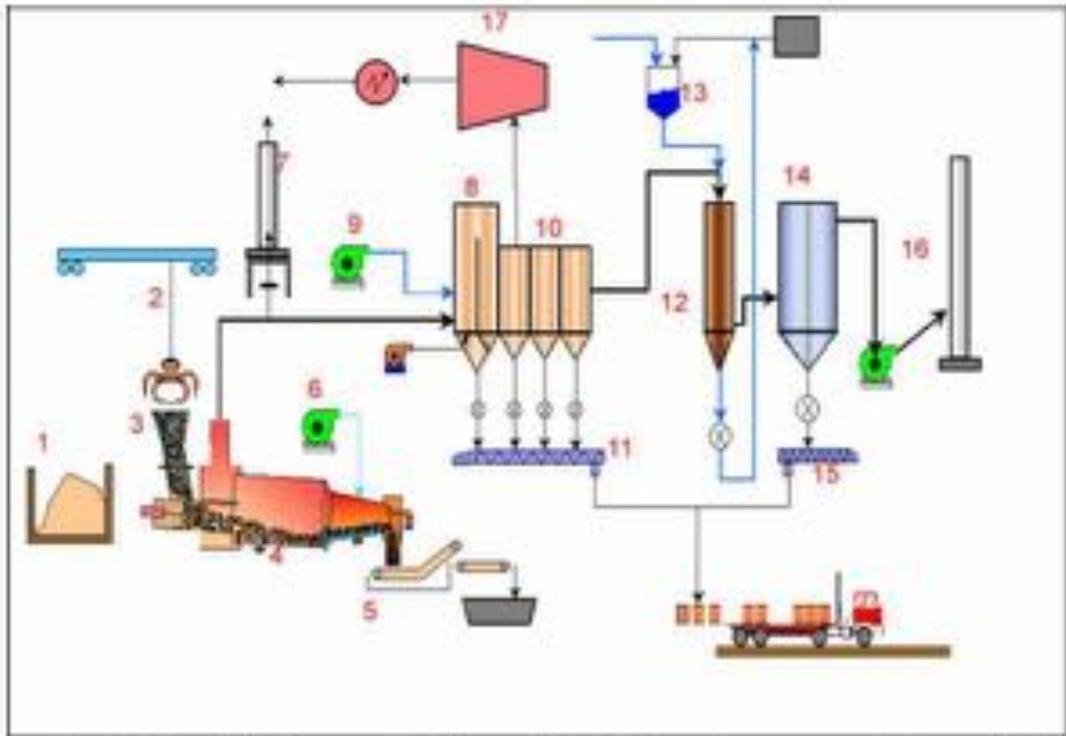


Figura 17: Proceso de reaprovechamiento energético por pirólisis

- | | |
|------------------------------------|-------------------------------------|
| 1. Foso | 8. Cámara de postcombustión |
| 2. Sistema de alimentación de RSU | 10. Caldera de recuperación |
| 3. Sistemas de alimentación de RSU | 17. Turbina |
| 4. Reactor de pirólisis | 12. Sistema de tratamiento de gases |
| 5. Extractor de productos sólidos | 16. Chimenea |

La pirolisis cuenta con la ventaja de ser una tecnología contrastada y aplicada en ciertos sectores (neumáticos, industria de aceites...), no obstante, en su proceso no siempre se gasifican todos los residuos lo que implica necesidad de tratamientos secundarios que pueden aumentar el coste de la planta de aprovechamiento energético de residuos, por ello se desestimará finalmente esta tecnología.

e) Gasificación por plasma:

El plasma es un gas ionizado a altas temperaturas situado en un campo eléctrico. Los residuos sólidos orgánicos, entre 4000 y 7000 °C, pasan a estado gaseoso en forma de hidrógeno y monóxido de carbono.

La principal ventaja del plasma es que ninguna otra tecnología puede alcanzar esos valores de temperatura, se obtiene hidrógeno que es almacenable y los contaminantes derivados del proceso pueden ser fácilmente eliminados. A continuación, se muestra una comparativa de generación eléctrica que se puede obtener entre la gasificación por plasma y otros procesos de valorización de residuos utilizados en la actualidad:

Municipal Solid Waste (MSW) – to – Electricity Thermal Process Comparisons		
<u>Process</u> ⁽¹⁾	<u>Net Electricity to Grid</u> <u>(kWh/ton MSW)</u> ⁽²⁾	<u>Plasma Advantage</u>
• Plasma Arc Gasification	816	-
• Conventional Gasification - Fixed/Fluidized Bed Technologies	685	20%
• Pyrolysis & Gasification - Thermoselect Technology	685	20%
• Pyrolysis - Mitsui R21 Technology	571	40%
• Incineration - Mass Burn Technology	544	50%

Figura 18: Comparativa de generación eléctrica entre procesos

La problemática de esta tecnología se presenta a la hora de almacenar el hidrógeno obtenido, se debe disponer de los recipientes necesarios y un lugar acomodado para dejar los mismos. El hidrógeno para poder ser utilizado como fuente de energía inmediata debe utilizarse en pilas de combustible, de esta forma, dispondremos de pilas de hidrógeno que pueden acoplarse y proporcionar energía sin necesidad de esperar al arranque de turbinas o motores.

Al tratarse de una fuente de energía eléctrica limpia, de respuesta inmediata, gestionable y de elevada generación, se puede concluir que la gasificación por plasma es la mejor alternativa para el tratamiento de los residuos sólidos en la ciudad de Ávila.

Por lo tanto, se procede al diseño de una planta de gasificación por plasma donde se tratarán residuos urbanos, forestales y agrícolas de un entorno cercano a la ciudad.

Capítulo 5: PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

5.1 CARACTERÍSTICAS DEL PLASMA

El plasma es un gas ionizado a alta temperatura, es el cuarto estado de la materia, un estado similar al gaseoso con la particularidad de que un determinado número de partículas están ionizadas, es decir, cargadas eléctricamente. Al no poseer equilibrio electromagnético, el plasma resulta ser un buen conductor eléctrico, facilitando la transferencia de calor entre la materia y generando temperaturas de hasta 14000 ° C.

La materia para alcanzar el estado de plasma debe seguir un proceso de ionización en cascada como el siguiente:

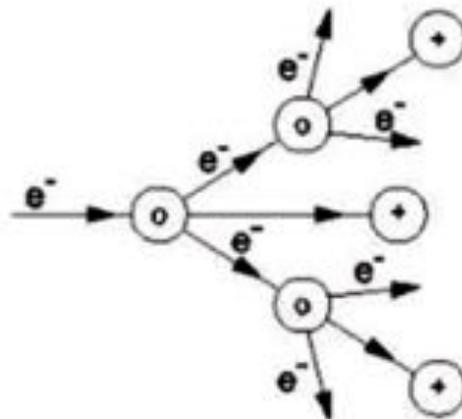


Figura 19: Proceso de ionización en cascada

Las aplicaciones del plasma en la actualidad son numerosas; las lámparas fluorescentes de bajo consumo o las pantallas de plasma son algunos de los ejemplos más significativos de ello.

5.2 ETAPAS DE LA GASIFICACIÓN POR PLASMA

Para la obtención del hidrógeno final del tratamiento de residuos por plasma hay que seguir el siguiente proceso:

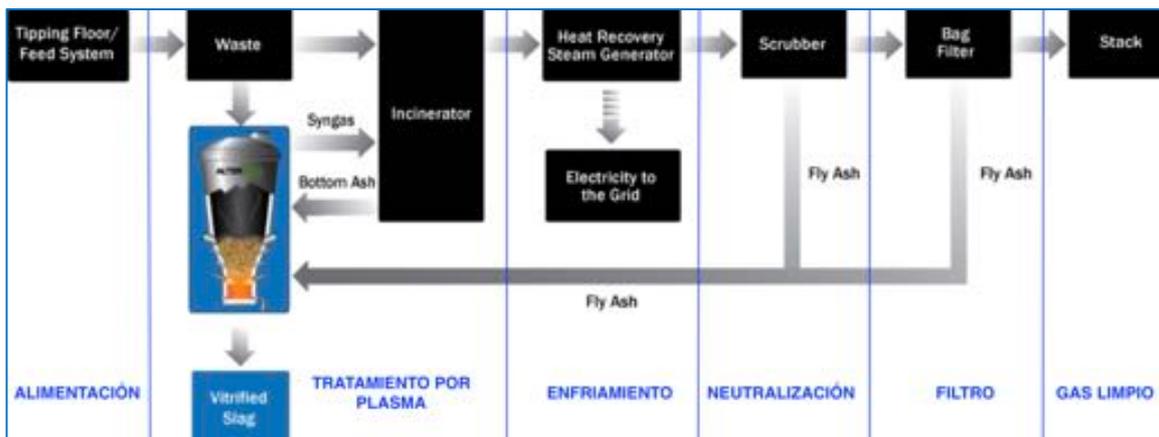


Figura 20: Proceso gasificación por plasma

Existen seis etapas diferenciadas durante el proceso:

- a) Alimentación: Es la primera etapa, consiste en depositar todos los residuos que van a ser tratados en un depósito, para posteriormente vertirse en la cabina de gasificación por plasma. Para que el proceso sea más efectivo y pueda gasificarse en mayores cantidades es posible: compactar, separar residuos de mayor calidad o reducir la humedad aumentando así las prestaciones de la gasificación.

- b) Gasificación por plasma: Un gasificador por plasma consiste en un recipiente privado de oxígeno que funciona a altas temperaturas que pueden llegar hasta los 3000°C. Debido a que el interior del recipiente se ve privado de oxígeno, la materia prima procesada en el gasificador no se quema, el calor en el recipiente es el que rompe la materia prima en elementos como el hidrógeno y compuestos como el monóxido de carbono y agua. El gas creado se llama gas de síntesis o "syngas". Son los componentes orgánicos los que se convierten en gas de síntesis,

se puede utilizar como fuente de combustible, y algunas plantas lo utilizan para auto proveerse y vender el exceso a la red eléctrica. Por su parte, los componentes inorgánicos, como vidrio, metal y hormigón, se funden en el interior del reactor y fluyen hacia fuera como escoria vitrificada fundida no tóxica [14].



Figura 21: Tanque de gasificación por plasma.

El subproducto del proceso es conocido como slag y es un cristal vitificado. El peso del slag suele rondar el 20% del peso del residuo original y su volumen es de alrededor del 6% del original.

Este sistema evita problemas en el caso de que se cuele algún residuo no orgánico en el recipiente de alimentación. Por su parte, el gas de síntesis creado, contiene partículas de polvo y otros elementos como el mercurio han de someterse a un posterior proceso de limpieza para ser eliminados.

El slag puede tomar diferentes formas según el proceso de enfriamiento. El slag enfriado con agua, forma una arena en la que se pueden separar con facilidad los nódulos de metal.



Figura 22: Arena formada desde slag



Figura 23: Nódulos metálicos separados de arena.

Si el slag se enfría al aire forma rocas vidriosas y negras que se pueden utilizar para la creación de cemento o asfalto. El slag al derretirse es posible comprimirlo en forma de ladrillo o moldes de piedra para usarlo como material de construcción.



Figura 24: Slag enfriado al aire.

Es posible actuar con aire comprimido sobre el material derretido, consiguiendo lana de roca, de aspecto de algodón de azúcar gris. Este material, muy ligero, se puede utilizar como aislante, además, es muy absorbente, por ello se utiliza para limpiar derrames de aceite en el océano.



Figura 25: Lana de roca

- c) Enfriamiento: Como el gas de síntesis obtenido se encuentra a unas temperaturas cercanas a los 1000 °C, lo cual podría dañar los equipos de filtrado y neutralización, se procede al enfriamiento de dicho gas de síntesis. El calor obtenido en esta etapa podría ser altamente aprovechable mediante un ciclo Rankine para la generación de electricidad, según el siguiente esquema:

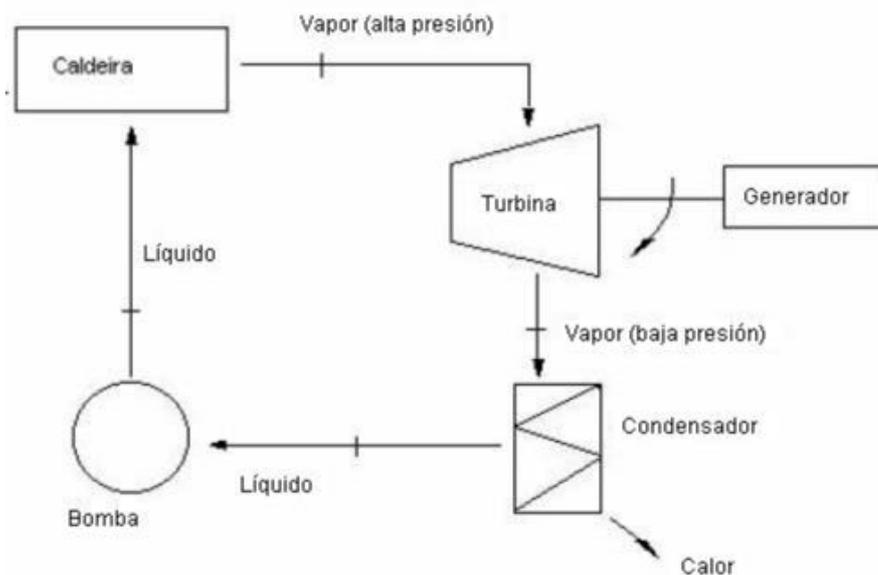


Figura 26: Ciclo Rankine recuperación de calor.

d) Filtro: El filtrado se realiza con el objetivo de eliminar las impurezas del gas de síntesis del que solo se pretende obtener hidrógeno. Para el filtrado se utilizará un separador ciclónico, dicho separador es un equipo utilizado para separar partículas sólidas suspendidas en gases utilizando un vórtice para la separación, aplicando conjuntamente los efectos de la rotación y la gravedad a una alta velocidad. Se trata del método de separación más utilizado, frente a los separadores de impacto o las cámaras de separación cuyos rendimientos son inferiores.

Existen tres tipos de ciclones a utilizar:

- Convencionales: rendimientos de 70-90% para partículas de radios mayores de $20\mu\text{m}$ y de 30-90% para radios mayores de $10\mu\text{m}$.
- Alta eficiencia: rendimientos de 80-99% para partículas de radios mayores de $20\mu\text{m}$ y de 60-95% para radios mayores de $10\mu\text{m}$.
- Alta capacidad: rendimientos de 80-99% para partículas de radios mayores de $20\mu\text{m}$ y de 10-40% para radios mayores de $10\mu\text{m}$.

e) Neutralización: En esta etapa se procede a someter a la corriente de gas a una ducha de forma que se neutralizan los halogenuros. El gas de salida se pasará por un tratamiento de carbón activo, tras el cual se eliminarán los sulfuros aun presentes en el gas.

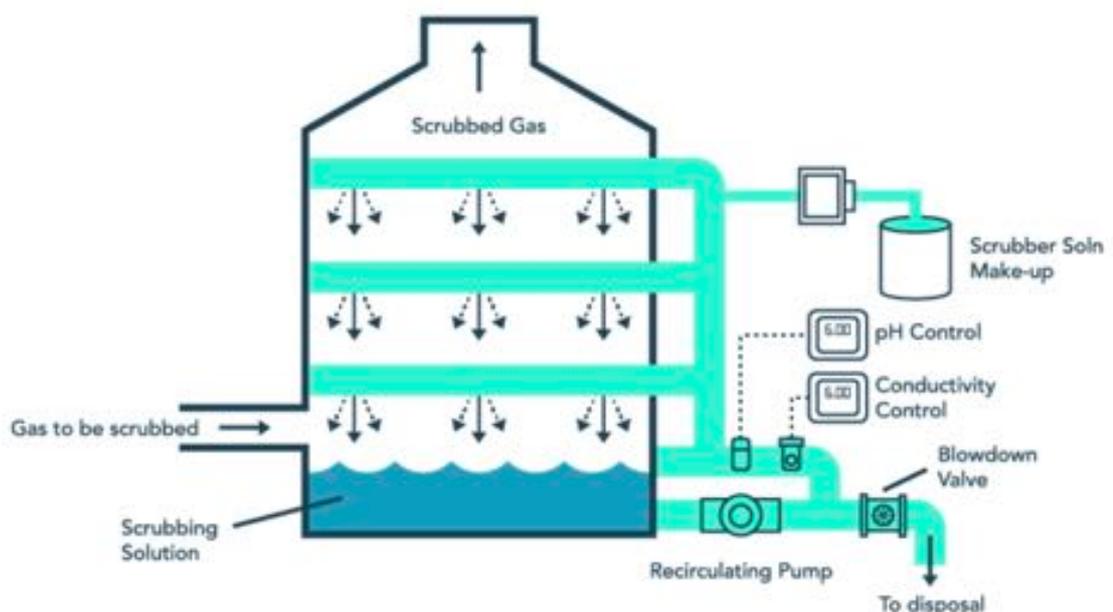
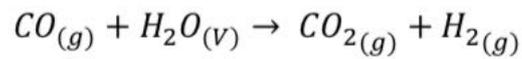


Figura 27: Esquema ciclo de neutralizado

La composición de monóxido de carbono es aún elevada a pesar de los tratamientos ya realizados, por ello se deberá llevar a cabo los siguientes procesos:

- Reacción Shift: En esta etapa se pretende aumentar la pureza del hidrógeno contenido en el gas. Se utilizará un catalizador de hierro para lograr la siguiente reacción:



- Captura del CO₂: Esta etapa consiste en la eliminación de CO₂, para ello se pasa el gas por un baño solvente de ánimas.

5.3 SISTEMAS Y ELEMENTOS DE LA PLANTA

5.3.1 ANTORCHA DE PLASMA

Una antorcha de plasma es un equipo industrial que permite producir un gas ionizado, generalmente aire, a altísimas temperaturas mediante la generación controlada de un arco voltaico. Existen dos tipos de antorchas:

- Antorcha de arco transferido: El arco eléctrico se produce entre un ánodo situado en la antorcha y un cátodo situado en el fondo de la vasija. En la antorcha de plasma el aire fluye alrededor del electrodo, luego, una ionización parcial toma lugar conforme el arco calienta el aire, que ofrece una columna de plasma, que deja la antorcha con el arco siguiendo el camino a través del arco transferido.
- Antorcha de arco no transferido: En el interior de la antorcha se encuentran conjuntamente el ánodo y el cátodo. En este tipo de antorcha la energía transferida se hace por radiación del haz.

De ambas antorchas se debe seleccionar un tipo para el diseño de la planta de gasificación. Según las especificaciones tanto técnicas como económicas se opta por el uso de la antorcha de arco no transferido, resulta más barata y sus especificaciones técnicas son suficientes para el proceso que se pretende realizar.

5.3.2 GENERADOR DE CORRIENTE

Se deberá utilizar un generador de corriente continua para alimentar a la antorcha de plasma.

5.3.3 VASIJA O REACTOR DE PLASMA

La vasija o reactor de plasma es donde se produce la gasificación de la materia orgánica. Dicha vasija está formada por dos partes: Un cuerpo y una tapa de sellado.

Para evitar las fugas de gas de síntesis es de vital importancia el correcto sellado de la vasija evitando que los gases externos se mezclen con el gas de síntesis. De la vasija se deben colocar dos salidas: Una para el gas de síntesis y otra para la salida del material fundido [15]. El perfil de temperaturas se rige según la siguiente figura:

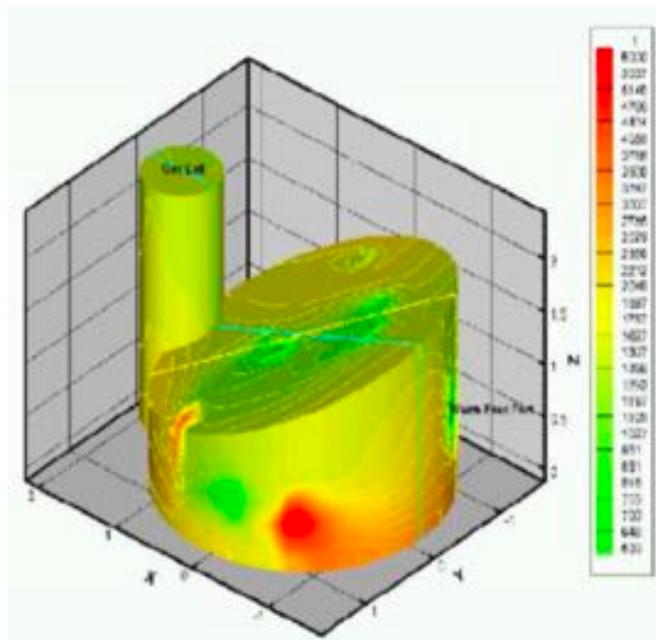


Figura 28: Perfil de temperaturas en el interior de la vasija [16]

En el perfil de temperaturas se puede comprobar como la mayor temperatura se alcanza en la antorcha y que a medida que suben de altura las temperaturas son menores, de alrededor de 1000 ° C.

5.3.4 DESCARGAS DE GAS DE SÍNTESIS Y MATERIAL VITRIFICADO

El gas de síntesis se descarga a unos 1000 ° C de temperatura, lo hace por un conducto en la parte superior del reactor y pasa a la siguiente etapa del proceso.

Por su parte, el material vitrificado, el cual se encuentra a temperaturas superiores al gas de síntesis, se extrae en la parte inferior de la vasija a un carro con agua para facilitar el enfriamiento. Esta salida de material vitrificado se realiza con el objetivo de evitar la acumulación del mismo en la vasija pudiendo dificultar futuras gasificaciones.

5.3.5 REFRIGERACIÓN DE LA ANTORCHA

La antorcha para no dañar los componentes y controlar la temperatura en el electrodo utiliza un circuito cerrado de refrigeración con agua desionizada. El sistema consiste en un circuito intercambiador de calor con agua que transfiere calor a un segundo circuito.

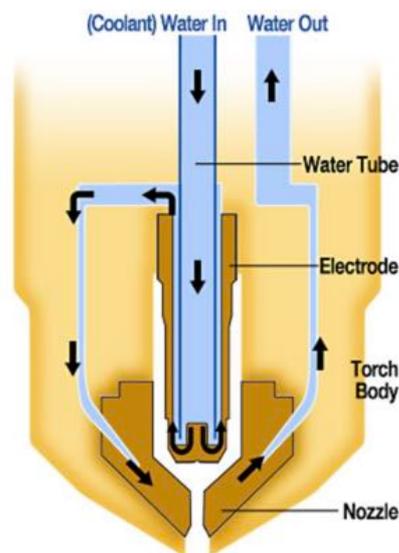


Figura 29: Circuito refrigeración de la antorcha

5.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA

A partir de los datos prestados por la diputación de Ávila y como se mencionó anteriormente, la planta va a tener que considerar un tratamiento anual de unas 295.000 toneladas de residuos. Las 21.500 toneladas de residuos sólidos urbanos deberán ser tratadas diariamente, mientras que los agrícolas y forestales al recogerse una vez al año podrán almacenarse y ser utilizados en el momento que se requiera.

$$\frac{V_{RSU}}{\text{día}} = \frac{21.564}{330} = 65 \text{ toneladas}$$

Se deberán tratar alrededor de 65 toneladas diarias de residuos sólidos urbanos de media, a las cuales se les sumará en determinados días el tratamiento de residuos agrícolas y forestales. Se ha tenido en cuenta como 35 días de cierre de la planta entre festivos y mantenimiento de las máquinas.

Suponiendo que los residuos agrícolas y forestales se almacenan y se gasifican el mismo porcentaje de ellos diariamente se supone un tratamiento de residuos diario medio de:

$$\frac{V_{RESIDUOS}}{\text{día}} = \frac{294.761}{330} = 893,22 \text{ toneladas}$$

Debido a la gran cantidad de residuos agrícolas y forestales de los que se dispone el volumen diario a tratar crece considerablemente, no obstante, el bajo volumen de residuos sólidos urbanos hace que en circunstancias desfavorables el mínimo a tratar sea muy reducido, lo cual es favorable.

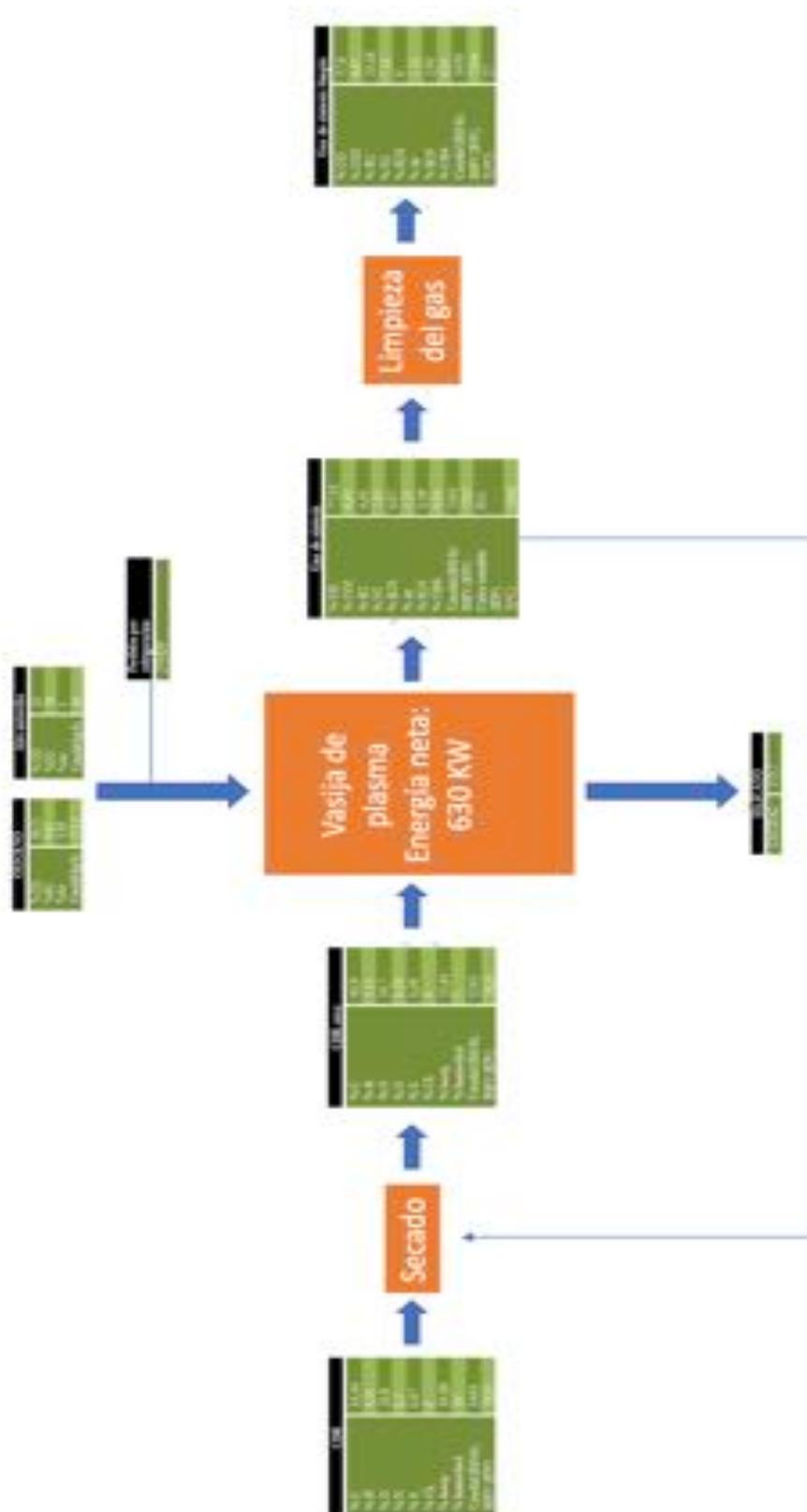
Según las anteriores consideraciones, se diseñará la vasija para que sea capaz de tratar un volumen diario de unas 900 toneladas.

Teniendo en cuenta el volumen total de residuos se estima que la potencia media por hora de la planta será:

$$828,22 \frac{\text{Ton}}{\text{día}} \times 1000 \frac{\text{kg}}{\text{Ton}} \times 4,3 * 10^6 \frac{\text{cal}}{\text{día}} = 3561 \frac{\text{Gcal}}{\text{día}}$$

$$(3,561 + 0,195) * 10^{12} \frac{\text{Gcal}}{\text{día}} \times \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ h}} \times \frac{1 \text{ W}}{859.85 \frac{\text{cal}}{\text{h}}} = 182 \text{ MW}$$

5.4.1 BALANCE ENERGÉTICO



5.4.2 CICLO RANKINE PARA LA RECUPERACIÓN DE CALOR

Una de las principales ventajas de la gasificación por plasma es que trabaja a altas temperaturas, como se ha comentado anteriormente los gases a la salida de la vasija están a una temperatura de 1000 ° C. Aprovechando este factor se va a proceder al diseño de un ciclo Rankine de recuperación de calor.

El gas de síntesis se hará pasar por la caldera para el funcionamiento de una turbina que generará energía eléctrica. El esquema del proceso es el siguiente:

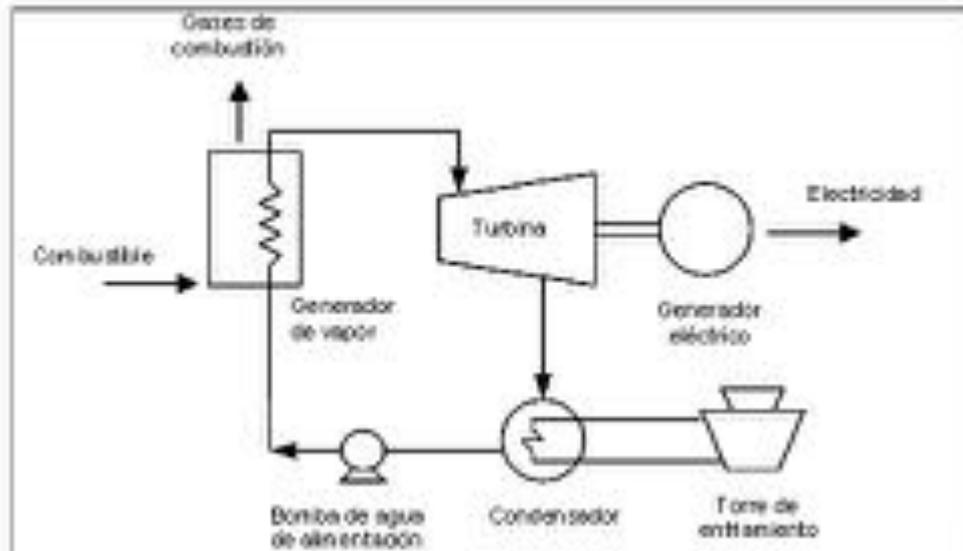


Figura 31: Esquema ciclo Rankine

Los elementos más destacados del ciclo Rankine se van a detallar a continuación, con el objetivo de hacer una estimación apropiada de la energía que se va a poder obtener mediante el ciclo. Se van a tener en cuenta solo los residuos sólidos urbanos para este cálculo al ser los de mayor gestionabilidad [17].

- a) Caldera o generador de vapor: La caldera va a consistir en un intercambiador de calor. El gas de síntesis que entra en la caldera va a reducir su temperatura cediendo calor al circuito de agua del ciclo Rankine, de esta forma se consigue que el agua del ciclo cambie de estado de líquido comprimido a vapor de agua.

El gas de síntesis al introducirse en la caldera reduce su temperatura en aproximadamente 500 ° C. A partir de esa reducción de temperatura se puede calcular el calor cedido como:

$$Q = m * C_p * \Delta T = 2708,33 \frac{kg}{h} \times 1,05 \times (1000 - 500) = 1421,875 \frac{MJ}{h}$$

El calor específico se ha tomado como el del monóxido de carbono pues constituye un 77% del gas de síntesis, el gasto másico serán los Kg por hora tratados en la planta y el incremento de temperatura la diferencia entre la entrada y salida del gas de síntesis.

$$Q = 394,965 \text{ KW}$$

Teniendo en cuenta el rendimiento del intercambio en la caldera que es del 90%:

$$Q_{intercambiado} = 394,965 \times 0,9 = 355,468 \text{ KW}$$

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (KJ/kg)
Salida	500	50	3950
Entrada	41,66	50	179

- b) Turbina:** El vapor de agua sale de la caldera y llega a la turbina donde se realiza una expansión isentrópica del mismo. La generación eléctrica de la turbina será aprovechada en las distintas fases del proceso de gasificación y alimentará a la bomba del ciclo. La potencia producida por la turbina se calcula como:

$$W = m (h_{ent} - h_{sal}) = 360 \times \frac{3950 - 2772}{3600} = 117,8 \text{ KW}$$

Considerando un rendimiento en la turbina del 90%:

$$W_{TURBINA} = 117,8 \text{ KW} \times 0,9 = 106 \text{ KW}$$

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (KJ/kg)
Entrada	500	50	3950
Salida	41,5	0,08	2772

- c) Condensador: En el condensador se refrigera el circuito de agua mediante un circuito externo. Mediante el mismo se consigue reducir la entalpía del proceso, liberándose calor que se podrá utilizar para el secado de los residuos a la entrada. El calor extraído en esta etapa se podrá calcular como:

$$Q = m (h_{ent} - h_{sal}) = 360 \times \frac{2772 - 173,8}{3600} = 259,8 \text{ KW}$$

Considerando un rendimiento del 90%:

$$Q_{SECADO} = 259,8 \text{ KW} \times 0,9 = 233,8 \text{ KW}$$

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (KJ/kg)
Entrada	41,5	0,08	2772
Salida	41,5	0,08	173,8

- d) Bomba: Con la bomba se consigue una compresión isentrópica del agua, obteniendo agua líquida a la presión de la caldera. La bomba necesita de un trabajo para poder ser accionada. Dicho trabajo se calcula como:

$$W = m (h_{ent} - h_{sal}) = 360 \times \frac{173,8 - 179}{3600} = 0,52 \text{ KW consumidos}$$

Suponiendo un rendimiento en la bomba del 90%:

$$W_{BOMBA} = 0,52 \times 0,9 = 0,47 \text{ KW}$$

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (KJ/kg)
Entrada	41,5	0,08	173,8
Salida	41,66	50	179

- e) Potencia total en el proceso: El trabajo neto producido por el ciclo se debe calcular como el obtenido en la turbina menos el producido en la bomba, de tal manera que se obtiene el siguiente resultado:

$$W_{NETO} = W_{TURBINA} - W_{BOMBA} = 106 - 0,47 = 105,5 \text{ KW}$$

El rendimiento del ciclo será reducido, a pesar de ello es aceptable sabiendo que el ciclo se basa en el reaprovechamiento del calor dado por el gas de síntesis. El rendimiento se calcula como:

$$\frac{W_{NETO}}{Q_{APORTADO}} = \frac{105,5}{395} = 0,27\%$$

Suponiendo que el ciclo está en funcionamiento durante 330 días, al igual que la planta, se obtendrá una potencia anual de:

$$E_{Anual} = 105,5 \text{ KW} \times 330 \text{ días} \times 24 \frac{h}{\text{día}} = 835,5 \text{ MWh}$$

5.4.3 CALOR CEDIDO EN EL RANKINE PARA EL SECADO DE RESIDUOS

Para poder mejorar el rendimiento del proceso es conveniente realizar un secado inicial de los residuos que entran en la planta, reduciendo su humedad del 20% al 5%.

Para ello se va a utilizar el calor liberado en el condensador del ciclo Rankine. Para ver si dicho calor es suficiente, se calculará el calor necesario para el secado de los residuos como:

$$Q = m_{VAPOR} \times L_{agua}$$

Siendo:

$$m_{VAPOR} = (20\% - 5\%) \times m_{ENTRADA} = (0,2 - 0,05) \times 2708,33 = 406,25 \frac{Kg}{h}$$

$$L_{agua} = 2255 \frac{KJ}{Kg}$$

Por tanto, el calor necesario para la reducción de humedad de los residuos será:

$$Q = 254,47 \text{ KW}$$

Como en el condensador se liberan 233,8 KW se observa que no es suficiente para el secado deseado de los residuos, por ello se deberán aportar 20,67 KW externos en el caso de querer un secado de estas características.

Con el calor desprendido en el condensador podrá conseguirse una reducción en la humedad de:

$$233,8 \text{ KW} = m_{VAPOR} \times 2255 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$
$$373,25 \frac{\text{Kg}}{\text{h}} = (20\% - H_{DESEADA}) * m_{ENTRADA} = (0,2 - H_{DESEADA}) \times 2708,33$$

$$H_{DESEADA} = 6,22 \%$$

Al tratarse de una reducción en la humedad muy similar a la deseada, se desestima la opción de utilizar energía externa para reducir la humedad un 1%.

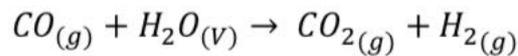
De esta forma, el ciclo Rankine resulta doblemente efectivo pues ayuda a mejorar el rendimiento del proceso y consigue generar energía eléctrica que podrá ser utilizada en la microrred.

5.4.4 REACCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Como se explicó con anterioridad, se deberá realizar una reacción shift para aumentar el porcentaje de hidrógeno en el gas de síntesis. El gas de síntesis limpio tiene la siguiente composición:

Elemento	%Peso
<i>CO</i>	77,6
<i>CO₂</i>	6,67
<i>H₂</i>	4,46
<i>N₂</i>	7,11
<i>H₂S</i>	0
<i>Ar</i>	1,22
<i>H₂O</i>	2,93

Para el aumento del hidrógeno se añadirá agua para que el monóxido de carbono se convierta en dióxido de carbono y agua.



El hidrógeno obtenido se calculará según la siguiente forma:

$$m_{H_2} = \frac{m_{CO}}{MM_{CO}} \times MM_{H_2} = \frac{77,6}{100} \times 2708,33 \frac{kg}{h} \times 2 = 150,2 \frac{kg}{h}$$

Al que añadiremos el hidrógeno presente en el gas de síntesis actual se obtendrá una cantidad final de hidrógeno de:

$$m_{H_2, INICIAL} = \frac{4,46}{100} \times 2708,33 = 120,8 \frac{kg}{h}$$

$$m_{H_2 TOTAL} = 120,8 + 150,2 = 271 \frac{kg}{h}$$

Por lo tanto, por cada 2708,33 Kg/h introducidos se obtienen 271 kg/h, lo que se presenta como:

$$\frac{m_{H_2}}{m_{SYNGAS}} = \frac{271}{2708,33} = 0,1 \frac{kg}{h}$$

El rendimiento de obtención de hidrógeno por kg de residuo será de un 10%.

5.5 ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO

5.5.1 FORMAS DE ALMACENAMIENTO

Como se ha mencionado con anterioridad, la principal ventaja del hidrógeno es que es almacenable y gracias a ello puede hacerse uso del mismo del mismo en el momento que se requiera. No obstante, existen diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno de los que se debe seleccionar el más adecuado para la planta de gasificación por plasma. Se examinarán las siguientes alternativas:

- a) Almacenamiento a alta presión (estado gaseoso): Es en la actualidad el método de almacenamiento de hidrógeno más utilizado en automóviles. Las presiones de almacenamiento típicas son de 200 y 350 bares, pero actualmente se está almacenando a 700 bares en la industria automovilística. La densidad energética que presenta es baja, de 12 MJ/m^3 . En los laboratorios los gases como el oxígeno o el nitrógeno acostumbran a almacenarse en bombonas de acero, sin embargo, este tipo de almacenamiento resulta pesado. Por ello, se están desarrollando tanques ligeros a base de materiales compuestos como los montados en el Toyota Mirai.

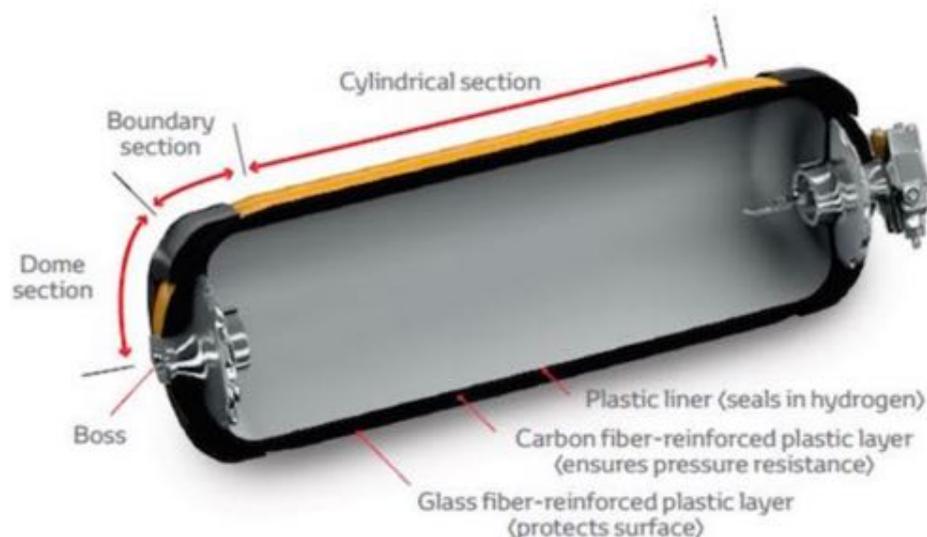


Figura 32: Almacenamiento alta presión del Toyota Mirai [18]

Este tipo de tecnología es la más efectiva para su uso en la industria automovilística, pero para el caso de estudio resulta demasiado costosa, además de consumir grandes cantidades de energía cuando se usa a gran escala.

b) Almacenamiento en estado líquido: Otra posibilidad de almacenamiento de hidrógeno es en estado líquido, sin embargo, para que el hidrógeno se encuentre en estado criogénico es necesaria una temperatura de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Por ello, será necesario bajar la temperatura hasta $20,3\text{ K}$ sobre el cero absoluto en un recipiente fuertemente aislado para no perder dicha temperatura. Estos recipientes denominados tanques criogénicos son altamente costosos y es por ello que se suele descartar este tipo de almacenamiento.

c) Almacenamiento en estado sólido: Este almacenamiento se realiza mediante hidruros metálicos, diversos metales como el manganeso, cromo, hierro o titanio forman hidruros metálicos cuando están en contacto con el hidrógeno. Para liberar el hidrógeno de los hidruros metálicos se requiere calor, de hecho, con el calor residual liberado por la pila de hidrógeno que se utilice será suficiente.

Este tipo de almacenamiento también presenta un elevado coste, no obstante, se presenta como una solución segura y con buenas características de almacenamiento. En la actualidad, los hidruros comerciales tienen capacidades de almacenamiento de hidrógeno de entorno al 1,4% en peso lo que hace que sean más eficientes en volumen que el almacenamiento a altas presiones o como hidrógeno líquido.

5.5.2 SELECCIÓN DE TIPO DE ALMACENAMIENTO

De las opciones presentadas, la más completa para el proyecto es el almacenamiento en estado sólido mediante hidruros metálicos. Es la alternativa más segura y la que menores volúmenes de almacenamiento requiere [19].

De las opciones disponibles en el mercado se elige el modelo 700H de la marca AREIMA.

5.6 PILAS DE COMBUSTIBLE

5.6.1 INTRODUCCIÓN

La planta de gasificación por plasma permite un aprovechamiento energético de residuos de alta gestionabilidad. Los residuos al ser tratados en la planta de gasificación por plasma, se almacenan en forma de hidrógeno. Si se quiere hacer un uso inmediato de dichas reservas, la mejor opción es mediante pilas de combustible.

Las pilas de combustible tienen la ventaja de aportar energía de forma inmediata a la microrred, pues no necesitan de un arranque previo. Además de su aporte de energía inmediato, las pilas de combustible presentan una alta eficiencia y un bajo impacto ambiental.

Como se vio con anterioridad, los demás sistemas de tratamiento de residuos al hacer uso de motores de combustión interna, los cuales requieren un tiempo de arranque, eran descartados ante la imposibilidad de ser efectivos e inmediatos en momentos determinados.

5.6.2 FUNCIONAMIENTO

Las pilas de combustible son dispositivos que permiten la conversión de energía química almacenada en unos reactantes en energía eléctrica, de forma que se consigue una corriente eléctrica. Funcionan mientras se les suministre un combustible, en este caso el hidrógeno, y un oxidante, el oxígeno.

Las pilas de combustible están formadas por tres elementos principalmente:

- Ánodo o electrodo negativo
- Cátodo o electrodo positivo
- Electrolito, el cual, sirve de unión entre ambos electrodos y como catalizador de las reacciones que tienen lugar en la pila de combustible.

La pila de combustible presenta el siguiente esquema de funcionamiento:

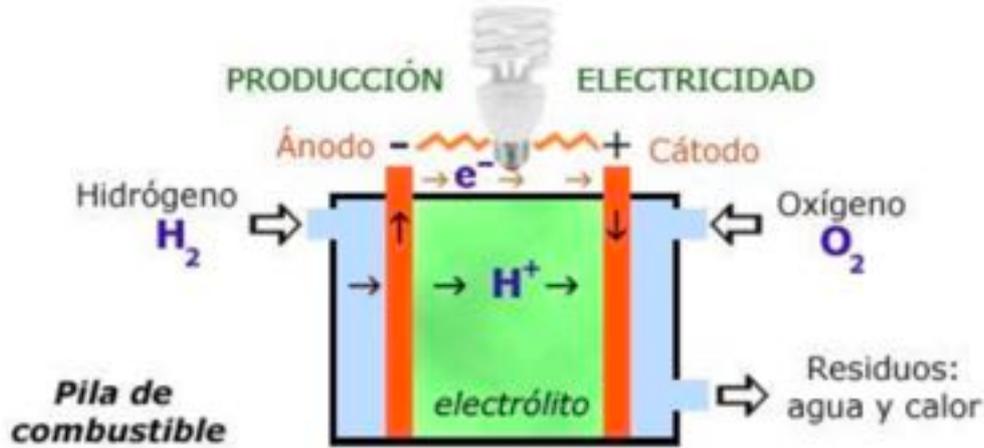


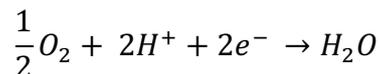
Figura 33: Pila de hidrógeno [20]

Según se puede observar en el esquema, la pila funciona con oxígeno y con hidrógeno, de su reacción se obtiene energía eléctrica y unos residuos en forma de agua y calor. Los átomos de hidrógeno que se sitúan en el ánodo ceden sus electrones a través de la siguiente reacción:

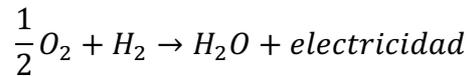


Tras la reacción en el ánodo, los átomos de hidrógeno quedan ionizados, llevando consigo una carga eléctrica positiva. Los electrones cargados negativamente generarán una corriente eléctrica.

El oxígeno que entra por el cátodo en la pila se combina con los iones positivos del hidrógeno y con los negativos formando agua a través de la siguiente reacción:



Las reacciones que tienen lugar en ánodo y cátodo producen la siguiente reacción:



Como se puede comprobar, la importancia del electrolito en las pilas de combustible hace que sea fundamental, es el que debe permitir el paso de iones apropiados entre ambos elementos.

Las pilas de combustible tienen rendimientos que rondan entre el 40% y el 70%. Dicho rendimiento se puede calcular a través de la ecuación de Nernst:

$$E = E_o + R * T * Ln \frac{MM_{H_2} + MM_{O_2}}{MM_{H_2O}}$$

Siendo:

- $E_o = 1,229V$, es el potencial estándar.
- $T =$ temperatura absoluta [K].
- $F = 96,48 [J/V * mol]$, es la constante de Faraday.
- $R = 8,31 [J/k * mol]$, es la constante de los gases.

Puede apreciarse que el rendimiento de la pila de combustible está únicamente determinado por la temperatura a la que operan dichas pilas. Por ello, se le considerará un factor importante en el diseño de las pilas de combustible.

5.6.3 TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE

Las pilas de combustible, como ya se ha mencionado previamente, van a estar formadas por el ánodo, el cátodo y el electrolito. Para el caso de estudio, se deberán conocer las distintas opciones que se presentan en el mercado para elegir la pila más óptima para el diseño de la planta.

Los distintos tipos de pilas de hidrógeno van a diferir en función del electrolito utilizado. Tras un estudio detallado de cada una de ellas se seleccionará aquella que sea más interesante tanto energéticamente como económicamente.

Los distintos tipos de pilas que se van a considerar para el estudio son:

PILAS	PEM	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Nombre	Pila de Membrana de Intercambio Protónico	Pila alcalina	Pila de ácido fosfórico	Pila de Carbonatos fundidos	Pila de óxidos sólidos
Carga	H ⁺	OH ⁻	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Temperaturas	50-120°C	90-100°C	150-200°C	600-700°C	700-1000°C
Eficiencias	60%	60-70%	40%	45-50%	60%
Electrolito	Membrana de polímeros	KOH disuelto en agua	Ácido fosfórico	Carbonatos fundidos	Óxidos sólidos
Combustible	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂ , CH ₄ , CO ₂	H ₂ , CH ₄ , CO ₂
Usos	Transporte, portátiles, residencial	Espaciales	Generación eléctrica distribuida. Automoción	Generación eléctrica, cogeneración	Generación eléctrica, cogeneración

Figura 34: Tipos de pilas de hidrógeno

A continuación, se detallan las características de todas ellas:

- a) Pilas de membrana de intercambio protónico: Utilizan como electrolito un polímero sólido y electrodos porosos de carbono que poseen un catalizador de platino. Estas pilas requieren únicamente de hidrógeno y oxígeno, no es necesario el uso de fluidos corrosivos como en el caso de otras pilas de combustible.

La opción más común es el uso de una membrana perfluorosulfurada que absorbe el agua.

Estas pilas, al trabajar a baja temperatura, alrededor de 80°C, los problemas de corrosión son mínimos. Su baja temperatura también permite que arranquen rápidamente, al necesitar menor calentamiento, lo que conlleva menor desgaste y mayor vida útil.

Se caracterizan por su tener una densidad energética elevada y peso reducido. No obstante, como desventaja, se indica que hay que mantener la hidratación del electrolito previniendo la evaporación completa del agua en la membrana.

El sistema al utilizar un catalizador de platino se encarece, además, el catalizador de platino es extremadamente sensible a la contaminación por monóxido de carbono, por lo que se debe añadir un reactor adicional para disminuir el nivel de monóxido de carbono.

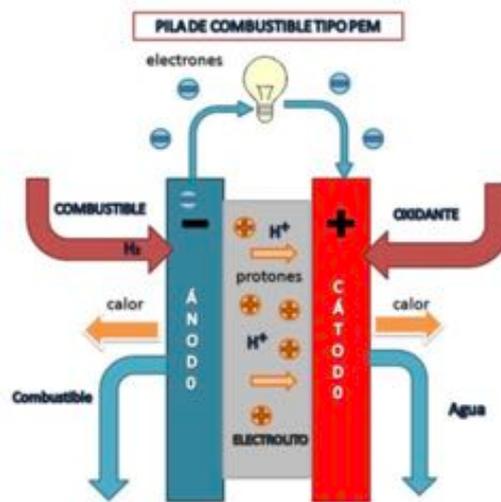


Figura 35: Pilas PEM [21]

- b) Pilas alcalinas: Las pilas alcalinas fueron unas de las primeras pilas comerciales, surgiendo en los años 50 y siendo aplicadas en la industria espacial.

Tienen un electrolito que consiste en una disolución de hidróxido de potasio (KOH) en agua al 85%, el electrolito se encuentra en una matriz de amianto y suele usar como catalizadores metales como el níquel o la plata.

Las pilas alcalinas funcionan a temperaturas que varían entre los 100°C y los 250°C. Sin embargo, se han desarrollado diseños que en la actualidad operan por debajo de 70°C. Estos nuevos diseños, al operar a bajas temperaturas, tienen el déficit de que el monóxido de carbono desactiva el catalizador incluso en concentraciones muy bajas y, en consecuencia, necesitan funcionar con muy altas purzas de hidrógeno y oxígeno.

Para alcanzar esas altas purzas de hidrógeno y oxígeno es necesario recurrir a purificadores que incrementarán el coste de las pilas.

El gran inconveniente de las pilas alcalinas es que para ser amortizadas deben funcionar durante más de 40.000 horas. Se ha demostrado que son efectivas durante 8.000 horas, pero la degradación de sus componentes impide alcanzar el valor de funcionamiento deseado y por ello no serán recomendables para el caso de estudio.

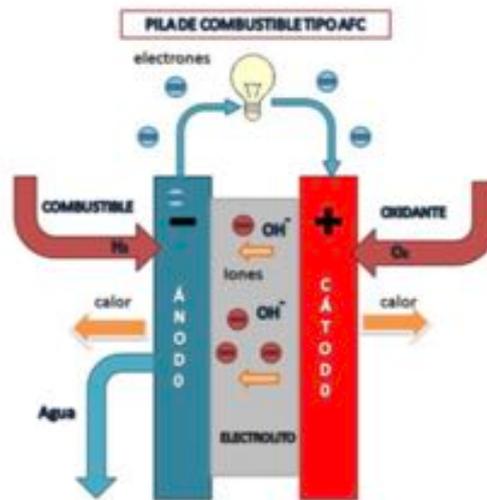


Figura 36: Pilas alcalinas

c) Pilas de ácido fosfórico: Este tipo de pilas utiliza un electrolito basado en ácido fosfórico y electrodos de carbono poroso con un catalizador de platino.

La temperatura de operación de este tipo de pilas está comprendida entre 150°C y 200°C. Gracias a su elevada temperatura pueden reducir la contaminación por monóxido de carbono en la pila.

Este tipo de pilas tienen una eficiencia de un 40%, si se desea alcanzar rendimientos mayores se pueden utilizar flujos de combustibles y oxidantes presurizados, lo cual puede conllevar un mayor desgaste de los elementos del sistema, pero permiten elevar el rendimiento al 85%.

Las pilas de ácido fosfórico producen menos energía a igualdad de peso y volumen. Por ello, se necesitan de pilas muy grandes para poder generar la misma energía, lo cual aumenta el coste considerablemente.

En un principio se va a desestimar el uso de pilas de ácido fosfórico al no presentar ventaja alguna en comparación a las pilas ya estudiadas.

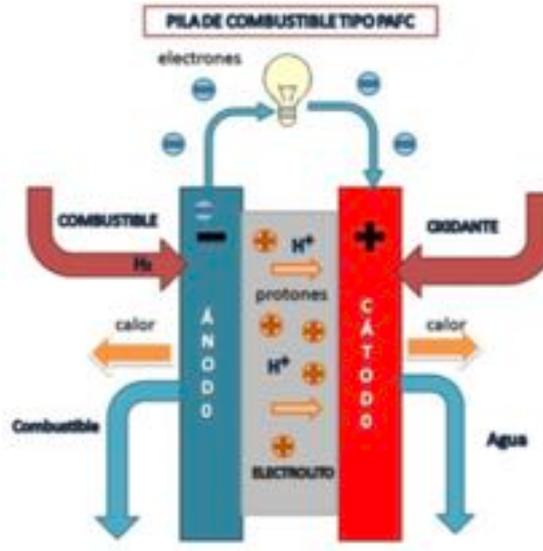


Figura 37: Pilas de ácido fosfórico

- d) Pilas de carbonatos fundidos: Las pilas de carbonatos fundidos requieren de oxígeno, hidrógeno y dióxido de carbono. Ante la necesidad de tener recursos de dióxido de carbono y oxígeno, que han de suministrarse de igual manera que el hidrógeno, se complica notablemente la gestión de este tipo de pilas. Es por ello que se desestimaré su uso en la planta.

- e) Pilas de óxidos sólidos: Al igual que la pila de carbonatos fundidos se desestima por la necesidad de hidrógeno y otros combustibles.

Para el diseño de la planta se van a seleccionar las pilas de membrana de intercambio protónico (PEM). La elección se hace en base a su buen rendimiento y sus bajas temperaturas de operación, que hacen que sus problemas de corrosión sean menores que los causados por otras de las pilas estudiadas.

A estos factores ha de sumarse que su arranque es menor que en el resto de pilas de combustible, detalle que se considera muy importante debido a la necesidad de aportar energía de manera inmediata a la microrred en caso de que sea requerida.

5.6.4 ENERGÍA A PRODUCIR POR LAS PILAS

Según la información obtenida de los catálogos de la empresa Hydrogenics, se selecciona la pila modelo HYPM™ HD 30.

La pila proporciona una potencia de 1 MW con una eficiencia del 49 % según se especifica en su catálogo, el cual será adjuntado en los anexos.

Cada pila de hidrógeno tiene un gasto másico de 780 m³/h, lo cual se traduce en:

$$780 \frac{m^3}{h} \times 0,0838 \frac{kg}{m^3} = 65,364 \frac{kg}{h}$$

Como la potencia demandada es de 42 MW, serán necesarias 42 unidades para poder generar dicha cantidad de energía eléctrica, produciendo un gasto másico total de:

$$65,364 \frac{kg}{h} \times 42 \text{ unidades} = 2745,29 \frac{kg}{h}$$

Si el rendimiento de cada pila es del 49%, será necesario un gasto másico de:

$$2745,29 \frac{kg}{h} \times \frac{1}{0,49} = 5602,63 \frac{kg}{h}$$

Por último, una vez conocido el gasto másico necesario de hidrógeno por hora, se puede conocer el número de tanques de almacenamiento que van a ser utilizados para aportar dicha cantidad de energía:

$$\text{Tanques} = \frac{5602,63}{54} = 104 \text{ unidades}$$

Como resultado, se tendrá una capacidad de almacenamiento que permitirá cubrir la demanda en casos en los que no se disponga de tecnologías no gestionables.

Capítulo 6: CONFIGURACIÓN DE LA MICRORRED

6.1 INTRODUCCIÓN

Como se pretende conocer el modo de gestión de la microrred, se deben hacer los estudios necesarios para determinar los distintos niveles de generación de la planta de gasificación por plasma.

Al no poder disponer de los datos anuales desglosados de la demanda en la ciudad de Ávila, se realizará el estudio suponiendo el caso más desfavorable, es decir, suponiendo una demanda constante igual a la máxima durante todo el año.

De este modo, se estudiarán a partir de las curvas de generación diarias de renovables no gestionable los casos en los que será necesario hacer uso del hidrógeno almacenado en la planta de gasificación por plasma.

6.2 GESTIÓN DE LA MICRORRED

Como ya se ha mencionado con anterioridad, la microrred va a ser gestionada mediante energía renovable no gestionable y mediante la planta de gasificación por plasma.

La Unión Europea y España aconsejan que la generación no gestionable tenga prioridad sobre la gestionable. Por ello, se hará uso de la generación no gestionable siempre que se disponga de la misma, en caso de que esta no sea suficiente o sea inexistente se acoplarán a la microrred las pilas de hidrógeno.

A continuación, se estudiarán los casos de funcionamiento de la microrred para determinar la generación de energía de la planta de gasificación.

Como será posible ver, la potencia instalada de energía renovable no gestionable, 417 MW, es superior a la máxima potencia demandada en la ciudad, 42 MW. Por ello, en situaciones meteorológicas favorables la generación va a ser superior a la demanda. Para

evitar la pérdida de energía, se acoplarán a la red general los grupos generadores obteniendo un beneficio económico en la operación.

6.2.1 ENERGÍA NO GESTIONABLE DISPONIBLE EN SU TOTALIDAD

En este apartado se estudiará el caso ideal en el que todas las fuentes de generación renovables no gestionables estén funcionando en condiciones favorables. Dándose esta situación, se podrá comprobar que la demanda es cubierta en su totalidad mediante la generación renovable no gestionable:

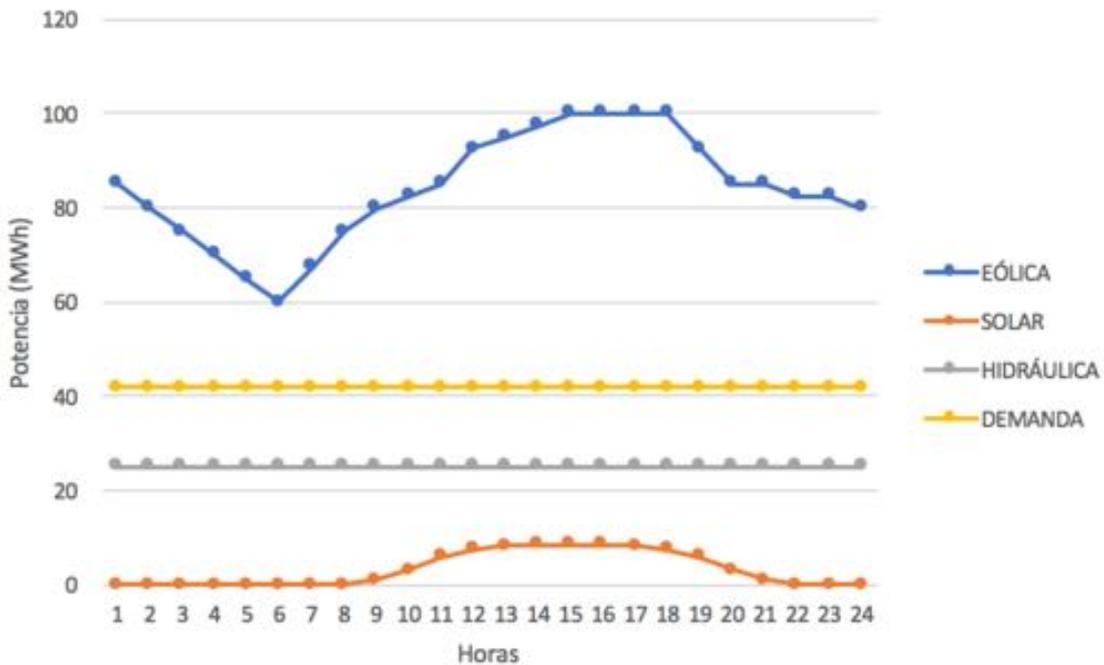


Figura 38: Toda la generación no gestionable disponible [elaboración propia]

Como es posible comprobar, cuando todas las fuentes de energía renovable no gestionable se encuentran en condiciones favorables de funcionamiento la demanda es cubierta satisfactoriamente. Cabe destacar que únicamente con la potencia eólica disponible en las proximidades de la ciudad de Ávila sería suficiente.

Los porcentajes de generación de cada tecnología serán los siguientes:

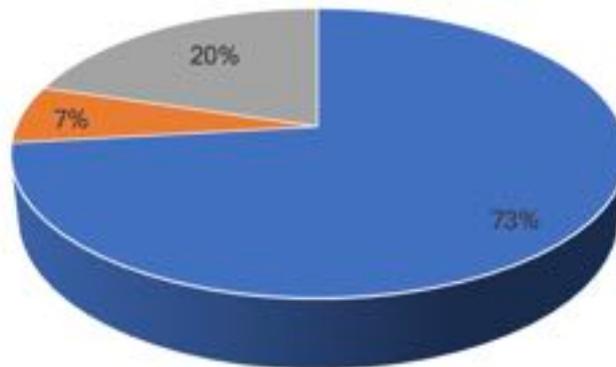


Figura 39: Porcentajes de generación con todo disponible [Elaboración propia]

Puede observarse como la mayor parte de la energía producida es debida a la generación eólica. Al no hacerse uso del hidrógeno y con una generación de 271 kg/h se podrían almacenar en total:

$$271 \frac{kg}{h} \times 24 \text{ horas} = 6504 \frac{kg}{\text{día}}$$

Esos 6504 kg de hidrógeno se almacenarán en tanques para su futuro uso. En total serán necesarios el siguiente número de tanques para el almacenamiento:

$$\frac{6504 \text{ kg totales}}{54 \frac{kg}{\text{tanque}}} = 121 \text{ tanques}$$

Por último, con los 6504 kg que se almacenan al día, teniendo en cuenta el rendimiento de las pilas, se va a poder generar mediante las pilas de combustible un total de:

$$\frac{6504 \text{ kg}}{65,364 \frac{kg}{h}} = 99,5 \text{ horas de funcionamiento}$$

$$99,5 \text{ h} \times \frac{1 \text{ MW}}{\text{pila}} \times 0,49 = 48,8 \text{ MW}$$

En total se van a poder generar 48,8 MW gracias al ahorro durante las 24 horas en las que no ha sido necesaria la generación mediante las pilas de hidrógeno.

6.2.2 AUSENCIA DE EÓLICA

La ausencia de potencia eólica va a ser la situación más acusada debido a la importancia de esta energía renovable no gestionable para satisfacer la demanda en la ciudad de Ávila. En la siguiente imagen puede comprobarse:

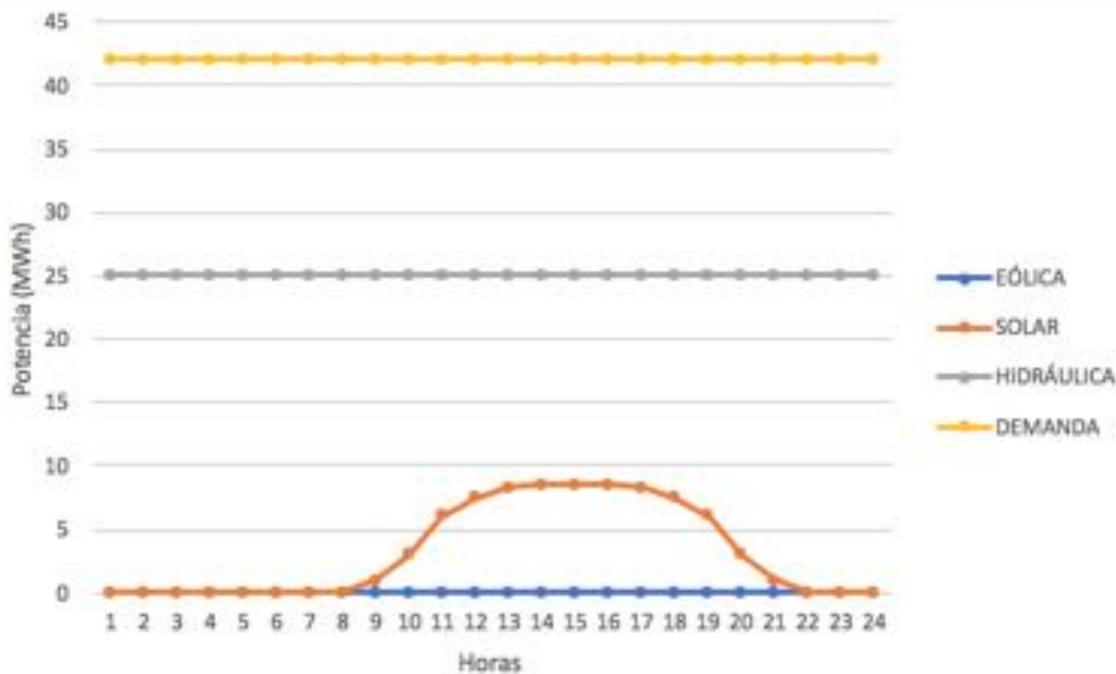


Figura 40: Ausencia de energía eólica [elaboración propia]

La ausencia de eólica produce una necesidad de energía que deberá ser aportada por las pilas de combustible. Esta diferencia podrá observarse de mejor manera si se suman las generaciones solar e hidráulica:

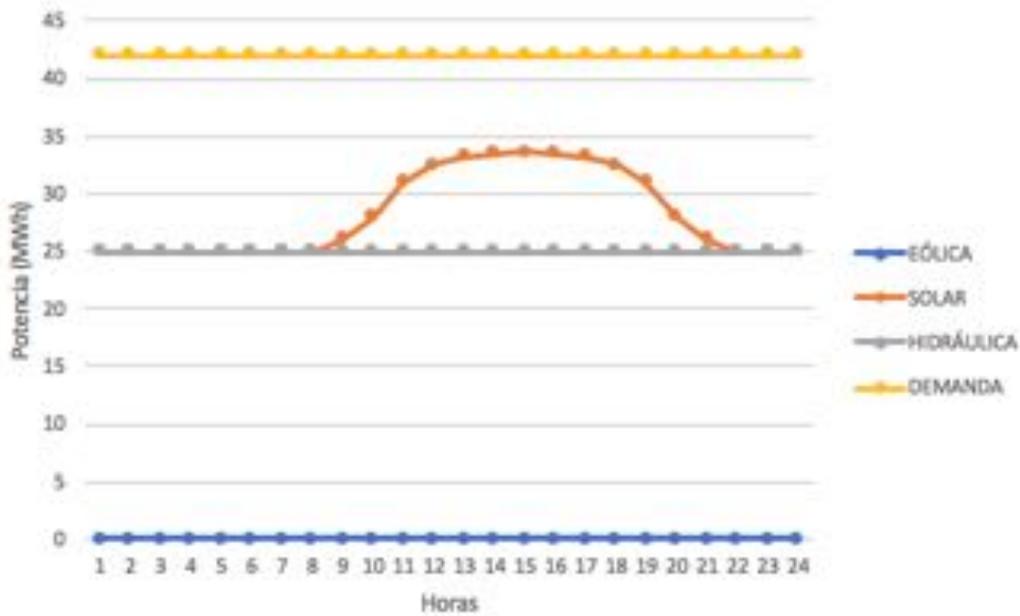


Figura 41: Ausencia de eólica detallada [elaboración propia]

Se puede apreciar como las pilas de combustible van a tener que aportar 17 MW durante las horas con ausencia de solar y aportarán de mínima, 8,5 MW a las 3 de la tarde donde se produce el pico de energía solar. Las pilas de combustible deberán aportar de media una potencia de:

$$P_m = \frac{17 * 12 + 16 * 2 + 12 * 2 + 11 * 2 + 9,5 * 2 + 8,75 * 2 + 8,5 * 2}{24} = 14 \text{ MW}$$

Por lo tanto, el reparto de generación será el siguiente:

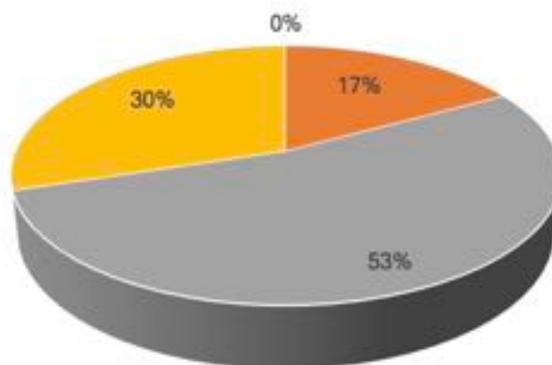


Figura 42: Porcentajes de generación sin eólica [elaboración propia]

Las pilas de combustible generarán un 30% de la potencia demandada. Para esta cantidad de energía demandada serán necesarias:

$$336 \text{ MW} \times \frac{1}{0,49} \times \frac{1}{1 \text{ MW a la hora}} = 686 \text{ horas}$$

Van a ser necesarias 686 horas de funcionamiento de las pilas. Para que se genere esa energía en 24 horas se necesitarán:

$$\frac{686}{24} = 29 \text{ pilas}$$

Será necesario el siguiente gasto de hidrógeno:

$$686 \text{ horas} \times 65,364 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 44,84 \text{ toneladas de hidrógeno}$$

Teniendo que por cada kg de hidrógeno se necesitan 10 kg de residuos, según fue calculado anteriormente, van a ser necesarios:

$$10 \times 44,84 \text{ toneladas} = 448,4 \text{ toneladas de residuos}$$

Únicamente con los residuos urbanos se tenían 65 toneladas de residuos, en este caso no sería suficiente para satisfacer la demanda de energía, no obstante, con el total de los residuos se tendría una cantidad de 893,22 toneladas diarias de residuos de media.

Haciendo uso de los residuos agrícolas y forestales almacenados en la planta es posible satisfacer la demanda de energía sin problemas.

6.2.3 AUSENCIA DE SOLAR

La ausencia de energía solar no supone de manera inicial ningún problema para satisfacer la demanda de energía. Se puede comprobar en la siguiente imagen:

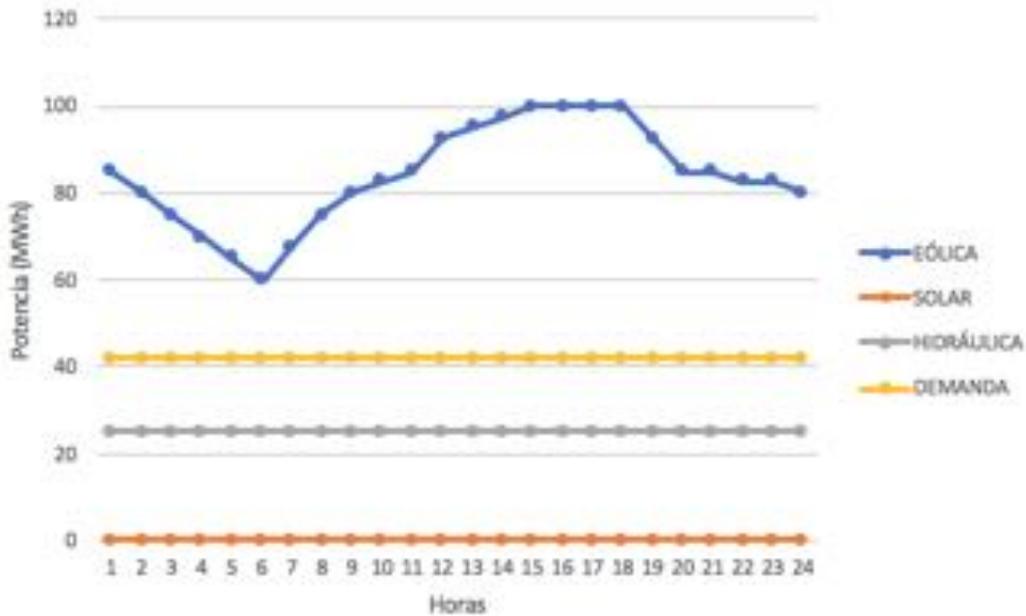


Figura 43: Ausencia de energía solar [elaboración propia]

Ante la ausencia de energía solar la demanda sigue estando cubierta por parte de energía eólica e hidráulica. Ambas se repartirán la generación según el siguiente porcentaje:

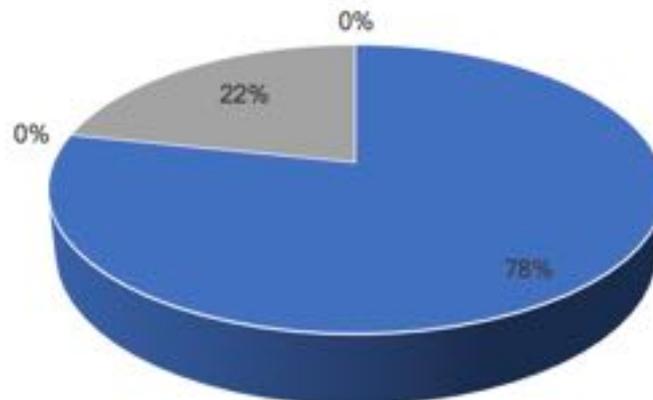


Figura 44: Porcentajes de generación sin solar [elaboración propia]

La mayor parte de la energía producida es debida a la generación eólica. Al no hacerse uso del hidrógeno y con una generación de 271 kg/h se podrían almacenar en total:

$$271 \frac{kg}{h} \times 24 \text{ horas} = 6504 \frac{kg}{\text{día}}$$

Esos 6504 kg de hidrógeno se almacenarán en tanques para su futuro uso. En total serán necesarios el siguiente número de tanques para el almacenamiento:

$$\frac{6504 \text{ kg totales}}{54 \frac{kg}{\text{tanque}}} = 121 \text{ tanques}$$

Por último y como ya se demostró anteriormente, con los 6504 kg que se almacenan al día, teniendo en cuenta el rendimiento de las pilas, se va a poder generar mediante las pilas de combustible un total de:

$$\frac{6504 \text{ kg}}{65,364 \frac{kg}{h}} = 99,5 \text{ horas de funcionamiento}$$

$$99,5 \text{ h} \times \frac{1 \text{ MW}}{\text{pila}} \times 0,49 = 48,8 \text{ MW}$$

6.2.4 AUSENCIA DE HIDRÁULICA

En el caso de la ausencia de energía hidráulica encontramos la misma situación que en el caso de ausencia de solar. Ante la gran cantidad de potencia generada por parte de la eólica no es necesario el uso de pilas de combustible.

Al igual que anteriormente se va a generar una potencia de 48,8 MW de reserva que se podrá utilizar en el futuro cuando se requiera. A continuación, se adjunta la gráfica de generación y el porcentaje que aporta cada tecnología:

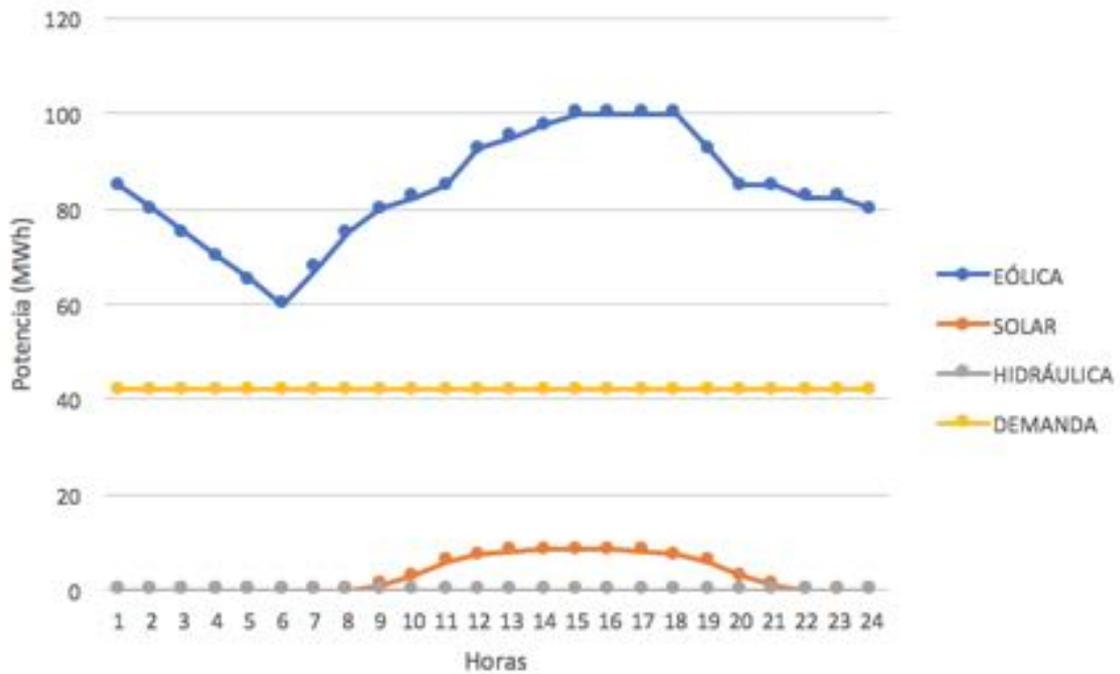


Figura 45: Ausencia de energía hidráulica [elaboración propia]

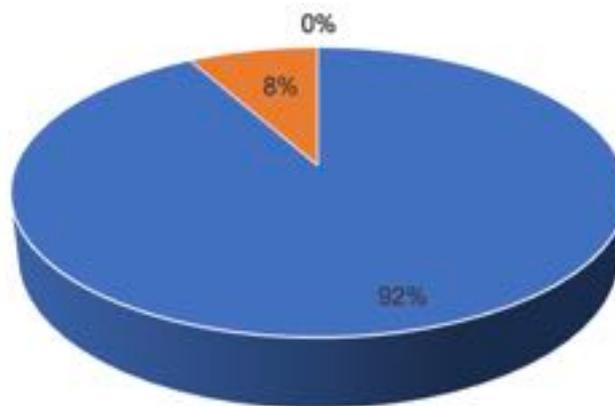


Figura 46: Porcentajes de generación sin hidráulica [elaboración propia]

6.2.5 AUSENCIA DE TODAS LAS RENOVABLES NO GESTIONABLES

Este es sin duda el caso más desfavorable que puede presentarse. La planta de gasificación debe ser capaz de poder generar suficiente energía como para satisfacer la demanda de la ciudad.

A continuación, se detallan todos los cálculos para determinar el volumen de residuos diario necesario para satisfacer dicha demanda.

En primer lugar, las pilas de combustible generarán el 100% de la potencia demandada. Para esta cantidad de energía demandada serán necesarias:

$$42 \text{ MW} \times 24 \text{ horas} \times \frac{1}{0,49} \times \frac{1}{1 \text{ MW a la hora}} = 2057 \text{ horas}$$

Van a ser necesarias 2057 horas de funcionamiento de las pilas. Para que se genere esa energía en 24 horas se necesitarán:

$$\frac{2057}{24} = 86 \text{ pilas}$$

Será necesario el siguiente gasto de hidrógeno:

$$2057 \text{ horas} \times 65,364 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 134,45 \text{ toneladas de hidrógeno}$$

Teniendo que por cada kg de hidrógeno se necesitan 10 kg de residuos, según fue calculado anteriormente, van a ser necesarios:

$$10 \times 134,45 \text{ toneladas} = 1344,5 \text{ toneladas de residuos}$$

Únicamente con los residuos urbanos se tenían 65 toneladas de residuos, en este caso no sería suficiente para satisfacer la demanda de energía, con el total de los residuos se tendría una cantidad de 893,22 toneladas diarias de residuos de media.

El volumen de residuos necesario al día es 1/3 mayor que el volumen máximo disponible. Cabe destacar que, suponiendo que se demanda el máximo anual durante todo el año de manera constante podría satisfacerse la demanda en el caso de que se alternen día sin eólica y día sin ningún tipo de energía no gestionable. Se demuestra con la siguiente fórmula:

$$893,22 + 893,22 \sim 1344,5 + 448,4$$

Como puede verse, con el volumen medio de residuos durante dos días se podría satisfacer consecutivamente un día en las peores condiciones y otro en la segunda peor condición posible.

La probabilidad de que se dé ese caso resulta reducida, dada la cantidad de días de sol y condiciones favorables que se tienen en España.

Sumado a estos factores esta la reserva que será acumulada durante los días de eólica en funcionamiento.

Es por ello, que se considera que la planta de gasificación va a ser capaz de gestionar la microrred sin ningún tipo de dificultad.

Capítulo 7: CONCLUSIONES ENERGÉTICAS

A partir de los resultados obtenidos en el estudio de funcionamiento de la microrred, se puede concluir que se trata de un proyecto energéticamente viable.

Mediante la planta de gasificación por plasma y las energías renovables no gestionables situadas en el entorno de la ciudad es posible satisfacer la demanda energética de la misma. La potencia renovable no gestionable instalada es diez veces superior a la demanda máxima en la ciudad, por ello, en condiciones meteorológicas favorables, no existirá necesidad de un aporte de energía por parte de la planta de gasificación.

Como se ha podido comprobar anteriormente la fuente de energía no renovable predominante será la eólica, como consecuencia, su generación será fundamental para hacer las estimaciones necesarias de producción de energía por parte de la planta de gasificación.

El volumen de residuos sólidos urbanos es similar a la media europea, no obstante, la elevada cantidad de residuos forestales y agrícolas hace que se disponga de una capacidad de generación de hidrógeno en la planta muy elevada. Siendo capaces de abastecer las necesidades energéticas de la ciudad incluso en casos de generación eólica nula.

La microrred, al ser capaz de gestionarse mediante con energías no contaminantes, va a ser cumplir con las expectativas fijadas por la Unión Europea en asuntos de contaminación y gestión medioambiental.

En definitiva, la gestión mediante hidrógeno y energías renovables de la demanda en la ciudad de Ávila es energéticamente viable, suponiendo un avance en la descentralización de la Red eléctrica española y su dependencia de energía nuclear.

Parte II: ESTUDIO ECONÓMICO

Capítulo 1: ESTUDIO ECONÓMICO DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se procederá a analizar el coste de producción de la energía según las distintas fuentes disponibles. Se incluirán los costes de inversión, operación y mantenimiento de las fuentes de energía. Para concluir se detallará el coste de producción que se asocia a cada tecnología de generación.

Para la realización del estudio se tienen que tener en cuenta una serie de suposiciones:

- La vida útil de las instalaciones debe ser de unos 25 años.
- La inversión inicial se hará íntegramente al comienzo del primer año.
- El IPC en los costes de explotación se selecciona en función al estudio realizado por FUNCAS [22]. Dicho estudio, que se adjuntará como anexo, determina un IPC anual de un 1,4 %, que aumentará durante los dos próximos años hasta el 1,6% y se mantendrá constante a partir de entonces teniendo en cuenta el avance de aprendizaje de las distintas tecnologías.

A continuación, se realiza un estudio exhaustivo de cada tecnología con el objetivo de aportar un valor del coste de la microrred.

1.2 ESTUDIO DE LA ENERGÍA EÓLICA

El coste de producción de esta tecnología se calculará teniendo en cuenta la inversión inicial y los costes de puesta en marcha. Los generadores eólicos ya instalados son de propiedad privada, por ello, se considerará que para poder explotarlos hay que tenerlos en propiedad. Esos costes de compra y puesta en marcha serán amortizados durante los 25 años de vida útil que tiene esa maquinaria.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Además, se deberán tener en cuenta los costes anuales de explotación de los generadores eólicos, teniendo en cuenta su mantenimiento y los propios costes de generación de energía.

A continuación, se detallan las especificaciones de los generadores eólicos de la microrred que se va a diseñar:

Parque eólico	Municipio	Número de aerogeneradores	Modelo de aerogenerador
Cruz de Hierro	Santa María del Cubillo	22	GAMESA G-47
Altos de Cartagena	Navas del Marqués	32	MADE AE 46
Cabeza Mesa	San Juan del Olmo	15	VESTAS V-90
Colladillo	Valdecasa	17	VESTAS V-90
Ávila	Ávila	18	GAMESA G-47
Peguerinos	Peguerinos	19	VESTAS V-90
El Rincón	San Juan del Olmo	4	VESTAS V-90
Navas del Marqués	Navas del Marqués	16	MADE AE 46
Navazuelo	Navas del Marqués	26	MADE AE 46
Ojos Albos	Ojos Albos	22	GAMESA G-47
Riofrío	Riofrío	20	VESTAS V-90
Tornadizos de Ávila	Tornadizos de Ávila	18	GAMESA G-47
Aldeavieja	Santa María del Cubillo	22	GAMESA G-47
Redondo	Villanueva del Campillo	50	MADE AE 46

Tabla 5: energía eólica en Ávila [23]

1.2.1 INVERSIÓN INICIAL

A partir de la información obtenida del IDEA [24], se calcula el coste de construcción y puesta en marcha de una instalación de generación eólica.

Se debe incluir el coste de maquinaria, infraestructura, obra civil y otros gastos derivados de la propia construcción.

Según los datos de la IDEA, del año 2005, la inversión llevada al inicio del primer año de la instalación supone un coste de 940 €/MW.

En la siguiente figura se adjunta porcentualmente el reparto de costes en la instalación:

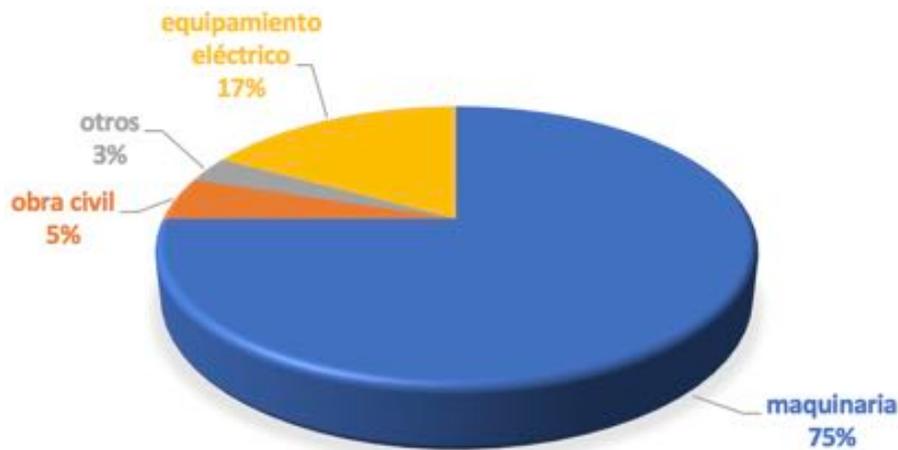


Figura 47: Reparto porcentual costes de inversión inicial de la eólica [elaboración propia]

Los datos recogidos en el IDAE son relativos a un parque eólico de las siguientes características:

- Potencia nominal: 25 MW
- Potencia unitaria de cada máquina: 1,25 KW
- Diámetro rotor/buje: 1,25 KW
- Orografía: normal
- Línea de evacuación: 10 km/132 KV

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

A partir de los datos porcentuales del reparto de los costes de la instalación y la información obtenida en el IDAE se realiza el siguiente desglose de gastos:

Parque eólico	Coste maquinaria (M€)	Coste obra civil (M€)	Coste equipamiento eléctrico (M€)	Otros costes (M€)	TOTAL (M€)
Cruz de Hierro	14,3	0,953	3,24	0,572	19
Altos de Cartagena	20,8	1,387	4,71	0,832	27,7
Cabeza Mesa	9,75	0,65	2,21	0,39	13
Colladillo	11,05	0,74	2,5	0,442	14,7
Ávila	11,7	0,78	2,65	0,468	15,6
Peguerinos	12,35	0,82	2,8	0,494	16,47
El Rincón	2,6	0,17	0,59	0,1	3,47
Navas del Marqués	10,4	0,7	2,36	0,416	13,87
Navazuelo	16,9	1,12	3,83	0,676	22,53
Ojos Albos	14,3	0,95	3,24	0,572	19
Riofrío	13	0,867	2,95	0,52	17,33
Tornadizos de Ávila	11,7	0,78	2,65	0,468	15,6
Aldeavieja	14,3	0,953	3,24	0,572	19
Redondo	32,5	2,17	7,37	1,3	43,33
					260

Tabla 6: Costes inversión inicial de la energía eólica

La inversión inicial será amortizada durante 25 años. Para el cálculo de la amortización anual de la planta se debe tener en cuenta un interés anual del 5% sobre el capital. Para el cálculo de la amortización se sigue la siguiente ecuación:

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

Donde:

C_o: Coste de inversión total

P: Amortización anual

N: Vida útil de la instalación en años

A partir de los valores de los que se dispone se calcula la amortización anual como:

$$P = 260 \times \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 17,44 \frac{M€}{año}$$

1.2.2 COSTES DE LA EXPLOTACIÓN

Tras haber realizado un estudio sobre el coste de construcción de los aerogeneradores eólicos, se calcula el coste de explotación anual de dichos aerogeneradores. Estos costes incluyen la operación, el mantenimiento, el alquiler de terrenos, los seguros, la gestión y la administración del conjunto de aerogeneradores.

Según la IDAE los costes se reparten porcentualmente de la siguiente manera:

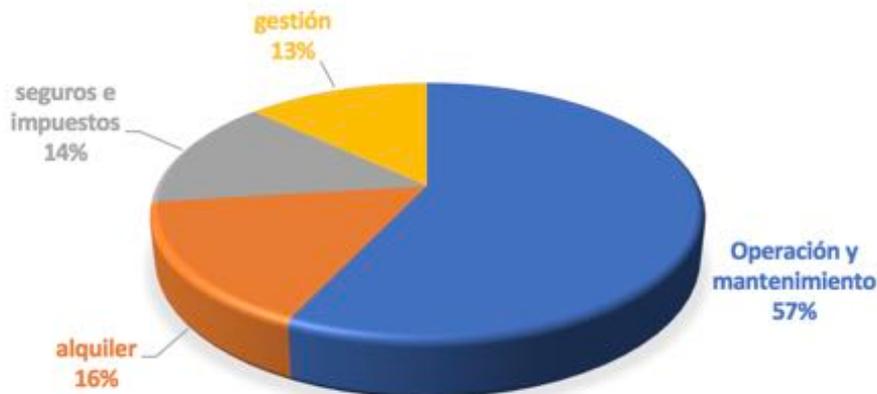


Figura 48: Reparto porcentual costes de explotación de la eólica [elaboración propia]

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

A partir de los datos obtenidos por Siemens Gamesa, según un estudio del 2015, el precio de operación y mantenimiento de un aerogenerador eólico es aproximadamente 20.000 €/MW.

A partir de ello se realiza el cálculo de coste total de explotación de los aerogeneradores:

Parque eólico	Coste mantenimiento (M€)	Coste alquileres (M€)	Coste seguros e impuestos (M€)	Coste de gestión (M€)	TOTAL (M€)
Cruz de Hierro	0,396	0,111	0,097	0,09	0,695
Altos de Cartagena	0,422	0,118	0,1	0,096	0,74
Cabeza Mesa	0,488	0,137	0,12	0,11	0,85
Colladillo	0,488	0,137	0,12	0,11	0,85
Ávila	0,238	0,0667	0,058	0,054	0,416
Peguerinos	0,656	0,184	0,16	0,15	1,15
El Rincón	0,488	0,137	0,12	0,11	0,857
Navas del Marqués	0,211	0,0593	0,052	0,048	0,37
Navazuelo	0,343	0,096	0,084	0,078	0,6
Ojos Albos	0,29	0,082	0,071	0,066	0,51
Riofrío	0,64	0,18	0,157	0,146	1,12
Tornadizos de Ávila	0,496	0,14	0,12	0,11	0,87
Aldeavieja	0,29	0,082	0,071	0,066	0,51
Redondo	0,85	0,239	0,2	0,193	1,5
					11,05

Tabla 7: costes explotación eólica en Ávila

Se puede concluir que el gasto general de explotación de las plantas eólicas asciende a once millones de euros. Dicho gasto se verá afectado por un aumento del IPC durante los 3 primeros años, a partir de entonces, el coste de explotación permanecerá constante.

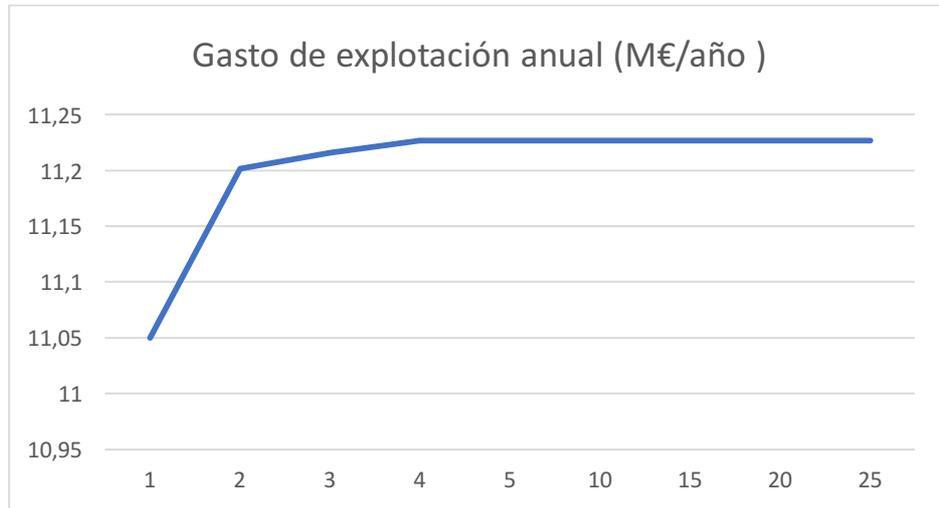


Figura 49: subida del gasto de explotación en eólica por IPC [Elaboración propia]

1.3 ESTUDIO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La microrred diseñada cuenta con una baja potencia instalada, apenas 13,3 MW. Se utilizarán los datos facilitados por la IDAE para hacer el cálculo de los costes de la instalación.

1.3.1 INVERSIÓN INICIAL

El coste inicial para la instalación de placas solares fotovoltaicas es de 1,85 \$/W, según afirma la NREL (National Renewable Energy Laboratory). Por ello se calcula que el gasto en la inversión sería de:

$$1,85 \frac{\$}{W} \times 1,1662 \frac{\text{€}}{\$} \times 13,3 \text{ MW} = 28,7 \text{ millones de €}$$

Amortizando el coste de la inversión inicial a 25 años, y suponiendo como anteriormente un interés efectivo del 5%, la amortización anual será de:

$$P = 28,7 \times \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 2,03 \frac{M\text{€}}{\text{año}}$$

1.3.2 COSTES DE LA EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación estimados por la IDAE son de 0,03 € / kWh. A partir de dicha información, se puede saber que el coste de producción será de:

$$\text{Coste de explotación} = 0,03 \frac{\text{€}}{\text{KWH}} \times 2143 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} = 64.290 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Los costes de explotación a partir del cuarto año se considerarán constantes al compensar el coste del IPC con la mejora de la curva de aprendizaje. En la siguiente imagen aparecen reflejados los costes en detalle:

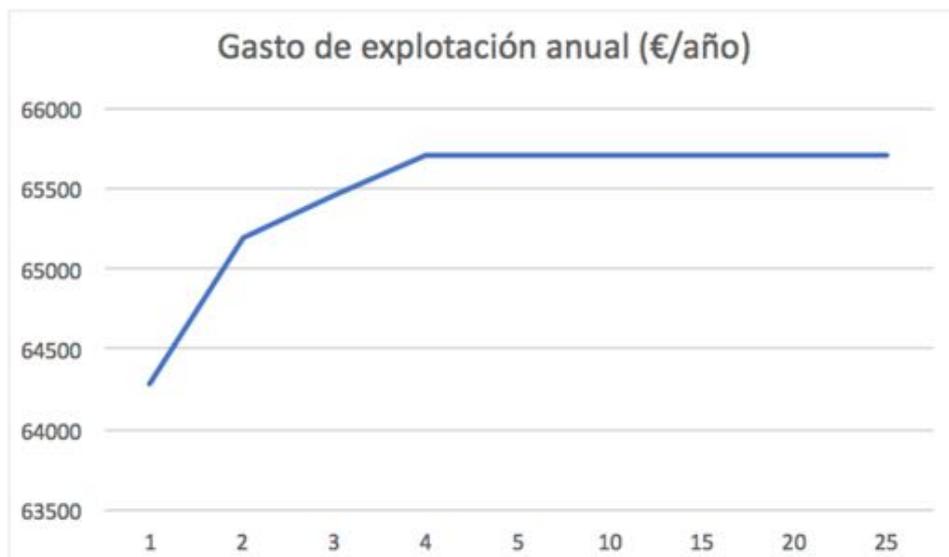


Figura 50: subida del gasto de explotación en FV por IPC [Elaboración propia]

1.4 ESTUDIO DE ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica que se dispone en la microrred tiene unos costes de implantación y explotación dependientes de diversos factores, al igual que ocurría en el caso de la energía eólica.

A continuación, se procede a dar toda la información detallada referente a las centrales hidráulicas de la zona próxima a la ciudad de Ávila:

Central	Tipo de central	Localización	Potencia instalada (MW)
Puente nuevo	Agua fluyente	Cerebros	20,7
Burguillo	Agua fluyente	Tiemblo	61,95
Doña Jimena	Agua fluyente	Adrada	1,893
Salto de Piedralaves	Agua fluyente	Piedralaves	1,04
Los gavilanes	Agua fluyente	Gavilanes	1,18
Lanzahita	Agua fluyente	Lanzahita	1,97
Total		-	88,733

Tabla 8: Detalle de las centrales hidráulicas en Ávila

1.4.1 INVERSIÓN INICIAL

Según la información publicada en el IDAE, la inversión inicial de una central hidráulica de régimen fluyente se conoce en función del coste de los grupos turbogeneradores, equipos eléctricos de control y regulación de la línea y los costes de obra civil.

El coste de todas ellas aparece desglosado en el siguiente diagrama:

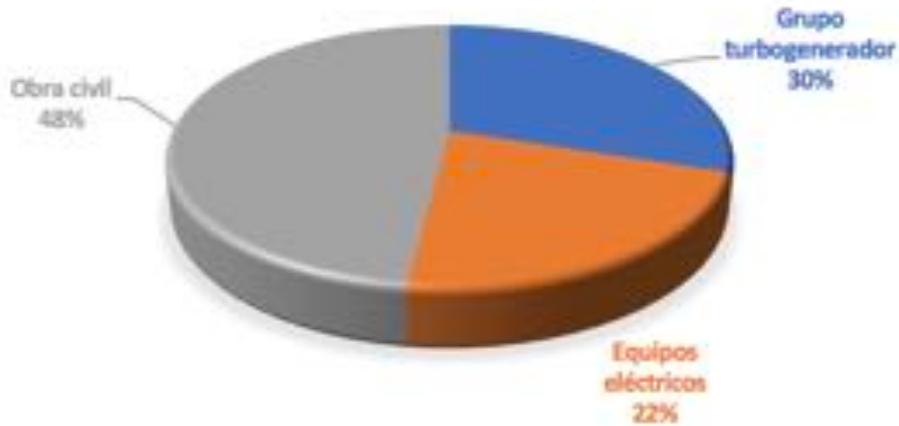


Figura 51: Reparto porcentual costes de inversión inicial de la hidráulica [elaboración propia]

A partir de la información obtenida por el IDAE, se realiza el siguiente esquema con el fin de conocer la inversión inicial necesaria de las centrales que van a formar la microrred. En la siguiente tabla, se detallan los costes de equipos eléctricos, mano de obra y grupos turbogeneradores a fin de conocer el coste total de la inversión inicial:

Central	Potencia instalada (MW)	Coste turbogenerador (M€)	Coste obra civil (M€)	Coste equipos eléctricos (M€)	Coste total (M€)
Puente nuevo	20,7	9,315	14,9	6,83	31,05
Burguillo	61,95	27,88	44,6	20,38	92,93
Doña Jimena	1,893	0,852	1,36	0,62	2,84
Salto de Piedralaves	1,04	0,47	0,75	0,34	1,56
Los gavilanes	1,18	0,53	0,85	0,39	1,77
Lanzahita	1,97	0,89	1,28	0,65	2,96
Total	88,733				133,11

Tabla 9: Detalle de los costes de inversión de las centrales hidráulicas [Elaboración propia]

Para la realización de todos los cálculos se ha tenido en cuenta que el coste por KW instalado es de 1500 €. A partir de todo ello, se puede calcular la amortización de las plantas hidráulicas de generación. Dicha amortización será de:

$$P = 133,1 \times \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 9,45 \frac{M€}{año}$$

1.4.2 COSTES DE LA EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación de una central hidráulica de 5MW de potencia instalada son de 225.000 €/año, según la información publicada por el IDAE. A partir de dicha información, se puede estimar el coste total de explotación de las centrales hidráulicas va a ser de:

$$225.000 \frac{€}{año} \times \frac{88,733 MW}{5 MW} = 3,99 \frac{M€}{año}$$

Los costes de explotación a partir del cuarto año se considerarán constantes al compensar el coste del IPC con la mejora de la curva de aprendizaje. En la siguiente imagen aparecen reflejados los costes en detalle:

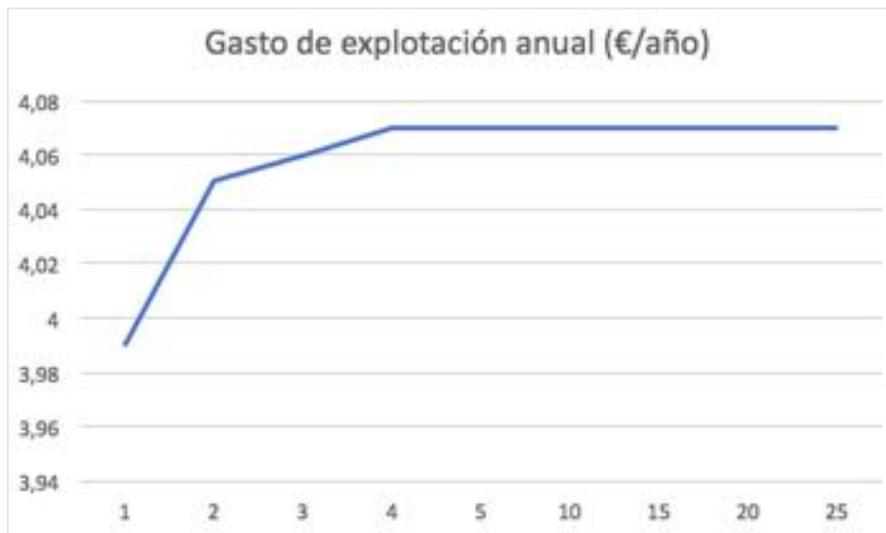


Figura 52: subida del gasto de explotación en hidráulica por IPC [Elaboración propia]

1.5 RESUMEN DE COSTES DE ENERGÍA RENOVABLE

A continuación, se adjunta una tabla con el gasto total anual de la energía renovable no gestionable, en ella solo se adjunta los valores a partir del cuarto año de vida útil, momento en el cual el precio se estabiliza:

	Amortización anual (M€)	Coste de explotación anual (M€)	Coste por MW instalado (M€)	Coste total anual (M€)
Eólica	17,44	11,225	0,091	28,67
Solar FV	2,03	0,658	0,2	2,69
Hidráulica	9,45	4,07	0,152	13,52
Total	28,92	15,95	-	44,88

Tabla 10: Resumen costes energía no gestionables [Elaboración propia]

1.6 ESTUDIO DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN

Para realizar el estudio económico de la planta de gasificación por plasma se puede hacer el cálculo por separado de la siguiente manera: coste de la gasificación por plasma, coste del ciclo Rankine de recuperación de calor y coste de las pilas de combustible.

1.6.1 ESTUDIO DE LA GASIFICACIÓN POR PLASMA

La gasificación por plasma de los residuos será de una cantidad máxima de 893,22 toneladas diarias, a lo largo del año la planta estará en funcionamiento 8400 h aproximadamente.

La planta de gasificación por plasma, por su parte, tiene un rendimiento del 10% en relación a la cantidad de residuos introducida. Es por ello que se obtienen 89 toneladas de hidrógeno diarias.

Para este estudio, se hará uso de los datos de costes asumidos en el proyecto de fin de grado de Ángel Ramos. En dicho proyecto, se asume una vida útil de la instalación de 25 años, la cual coincide con la vida útil de las fuentes de energía renovable no gestionable. Por ello, el periodo de amortización de la planta de gasificación será el mismo que el del resto de tecnologías.

La inversión inicial será la referida a la adquisición de los sistemas de alimentación, el gasificador, la retirada de residuos, la antorcha de plasma y los equipos de medida y de protección.

Como se desea que la planta sea capaz de tratar 893 toneladas al día de máximo, será necesario dimensionar la planta para satisfacer dichas necesidades.

Una planta de estas características tiene un coste de 100 millones de euros. Como en condiciones de funcionamiento normales la planta no necesitará una tratar una cantidad tan elevada de residuos, se decide hacer uso de una planta de 220 toneladas diarias, cuyo coste es de 30 millones y resulta algo económicamente viable.

El coste de los 30 millones será amortizado al igual que con el resto de las tecnologías de las que se hace uso.

Si se ha supuesto una vida útil de 25 años y un interés efectivo del 5%, el coste anual de la amortización será:

$$P = 30 \times \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 2,125 \frac{M€}{\text{año}}$$

Los costes de explotación de la planta de gasificación se pueden dividir en costes de operación y costes relativos al personal encargado de gestionar la planta.

Para el cálculo del coste de personal se deben tener en cuenta que hay 4 operarios siempre en la planta y que trabajan turnos de 8 horas, por lo que se contará como que hay 12 operarios al día junto con 3 jefes de planta que gestionen el trabajo de los operarios.

El coste tanto de los empleados como de la gestión y operación de la planta se adjunta en la siguiente tabla:

OPERACIÓN			
	€/Ton	Toneladas	Coste total (€)
Mantenimiento de antorchas	9	80.300	722.700
Mantenimiento general	5	80.300	401.500
Electrodos	6	80.300	481.800
Productos químicos	7	80.300	562.100
Total	-	-	2.168.000

Tabla 11: Detalle costes de operación planta [Elaboración propia]

PERSONAL			
	€/Persona	Personas	Coste total (€)
Personal	25.000	12	300.000
Jefes	50.000	3	150.000
Total	-	-	450.000

Tabla 12: Detalle de los costes de personal en la planta [Elaboración propia]

Los costes de explotación incrementarán debido al aumento del IPC y a partir del cuarto año se estabilizarán debido a la curva de aprendizaje de la tecnología. Se detalla en la siguiente gráfica la evolución de los costes:

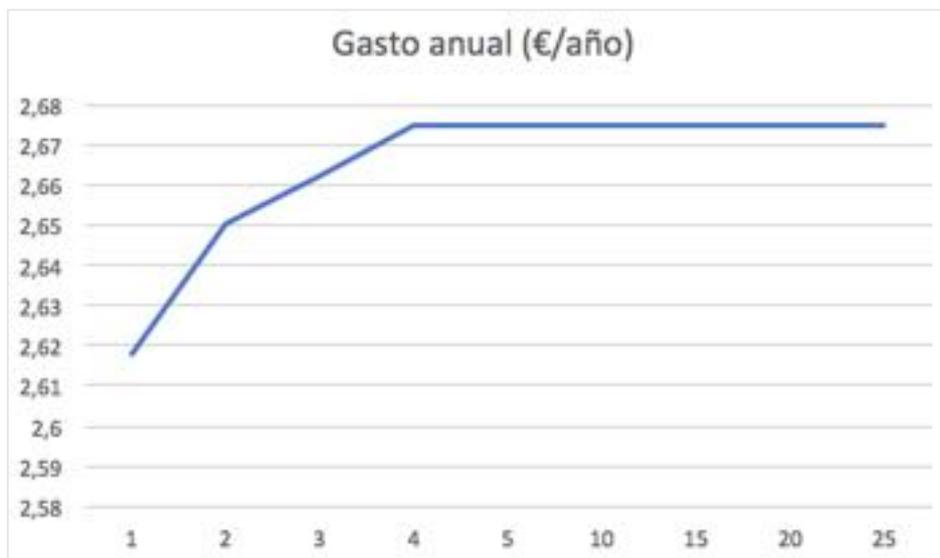


Figura 53: subida del gasto total en la planta por IPC [Elaboración propia]

1.6.2 ESTUDIO DEL CICLO RANKINE

La generación de energía por parte del ciclo Rankine es de 835,5 MWh. A partir de los datos obtenidos en el proyecto de fin de carrera de Almudena Valenciano [25], adaptando el precio al volumen de generación de mi planta se obtiene que el coste de inversión inicial del ciclo es de 1,44 millones de euros.

La amortización de la inversión inicial en el ciclo Rankine se hará a 25 años con un interés efectivo de 5%. Por lo tanto, el coste anual será de:

$$P = 1,44 \times \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 102.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

El coste de explotación de la misma será de 70.000 euros anuales. Como ocurre con el resto de tecnologías el IPC afectará al coste de explotación del ciclo Rankine de la siguiente manera:

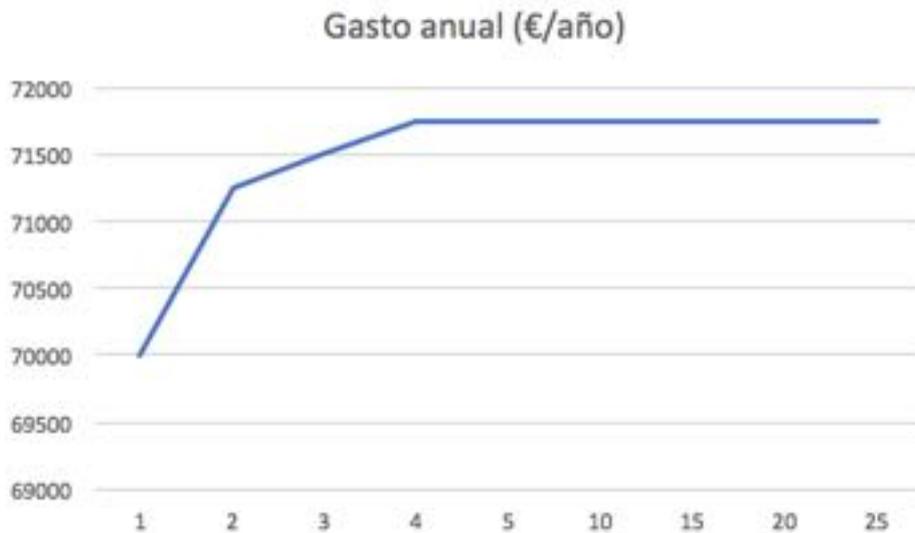


Figura 54: subida del gasto total en el ciclo Rankine por IPC [Elaboración propia]

1.6.3 ESTUDIO DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE

La microrred debe disponer de al menos 86 pilas de combustible para poder funcionar en las peores condiciones de funcionamiento, a ello hay que sumarle el coste que tendrán los tanques de almacenamiento. La tecnología de las pilas de combustible no está totalmente desarrollada, por lo que resulta cara. No obstante, el uso de esta tecnología resulta necesario si se quiere ser capaz de aportar energía de forma inmediata.

Por cada MW de esta tecnología se tiene un coste de inversión inicial de 2,6 millones de euros. Por lo tanto, el coste total de la inversión será de 224,5 millones de euros. Para la amortización de las pilas se tendrá en cuenta una vida útil de 25 años y un tipo de interés del 5%.

$$P = 224,5 \times \frac{0,05 * (1 + 0,05)^{25}}{(1 + 0,05)^{25} - 1} = 15,93 \frac{\text{M€}}{\text{año}}$$

Los costes de explotación de las pilas de combustible incluyen los costes de operación y mantenimiento. Se estima que estos costes son de 14,92 euros por MWh. En condiciones normales de funcionamiento, serán necesarios 86 MW diarios a producir por las pilas.

El coste de operación total será:

$$14,92 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \times 86 \text{MW} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 470.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Los costes de explotación, se verán afectados anualmente por la subida del IPC como en el resto de tecnologías anteriormente mencionadas. A partir de dicha subida anual se detalla la evolución de los costes de explotación en la siguiente imagen:

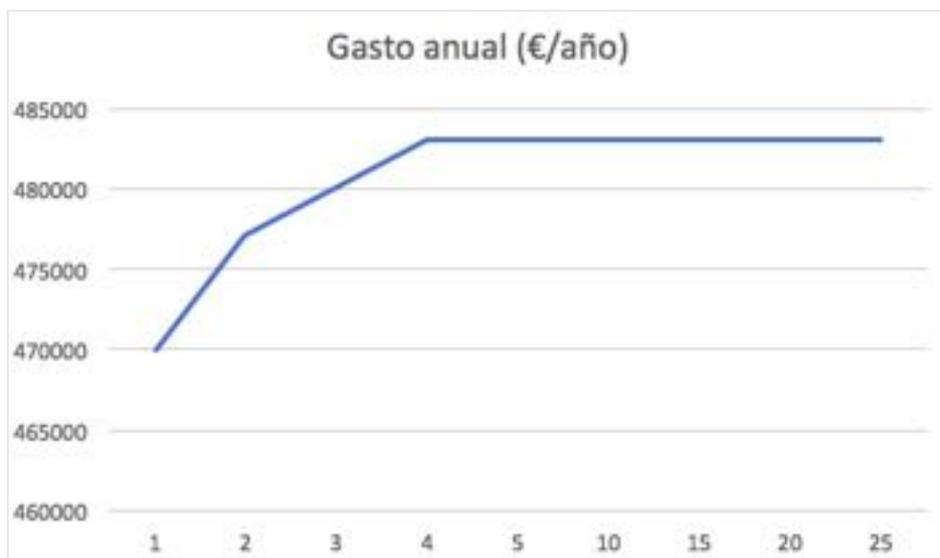


Figura 55: subida del gasto total en las pilas de hidrógeno por IPC [Elaboración propia]

Capítulo 2: EVALUACIÓN ECONÓMICA GENERAL DE LA MICRORRED

2.1 COSTE DE LAS TECNOLOGÍAS

A partir de los estudios realizados, es posible hacer una comparativa de costes de todas las tecnologías de generación para determinar cuál de ellas es más rentable. Los costes de generación aparecen reflejados en la siguiente imagen:

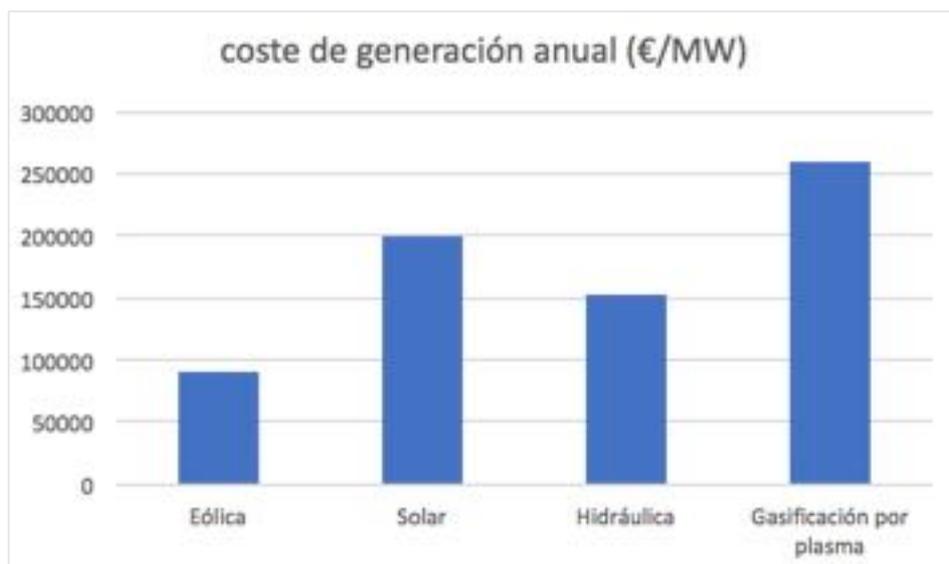


Figura 56: Comparativa coste de generación de todas las tecnologías [Elaboración propia]

En la imagen que se adjunta, es posible comprobar como la planta de gasificación por plasma es la fuente de generación de energía eléctrica más costosa. Esto se debe a que, entre otras cosas, la tecnología de las pilas de combustible no se encuentra tan desarrollada como la eólica o la solar fotovoltaica.

Por otro lado, cabe destacar el elevado coste de generación que tienen las plantas fotovoltaicas, lo cual no resulta un problema en la microrred a diseñar pues la tecnología

solar fotovoltaica es la que menos va a necesitarse debido a su reducida potencia instalada.

La energía eólica, además de ser la menos costosa, es la que más se va a utilizar. La microrred aprovecha de esta manera de forma rentable la elevada potencia instalada de energía eólica.

El incremento del IPC anual hará que los costes de explotación de las fuentes de energía aumenten, no obstante, ninguna de ellas se verá fuertemente favorecida con respecto a las demás económicamente al afectar de la misma manera a todas por igual.

2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA GENERAL

Es preciso realizar una comparación económica entre los costes de la microrred diseñada con los costes de la red eléctrica central. El desglose de una factura eléctrica convencional incluye compensaciones comunitarias, impuestos, coste de las energías renovables, costes de generación, distribución, transporte y déficits anuales. El porcentaje de los mismos aparece reflejado en la siguiente imagen:

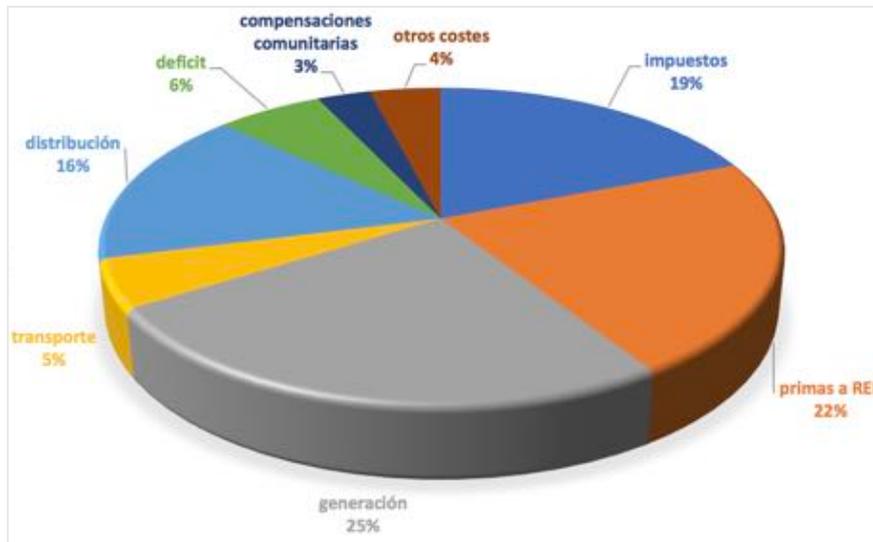


Figura 57: Desglose porcentual factura eléctrica [Elaboración propia]

La microrred al no tener tantos factores que influyan el precio de la electricidad va a tener un menor coste. En primer lugar, los costes derivados de las primas por REE no existirán. Los costes derivados del transporte no existirán pues las fuentes de generación se sitúan en lugares próximos a los centros de consumo. Los costes derivados de las compensaciones comunitarias no serán necesarios, la microrred al ser autosuficiente y funcionar en modo isla no requerirá de conexión externa para aportes de energía eléctrica en momentos determinados.

Respecto a la tarifa regulada es posible hacer una reducción del 30% de los costes actuales.

Según un informe publicado por el IDAE [26] en 2017, el precio actual de la electricidad para pequeños consumidores (menos de 10 KW de potencia contratada) es de 0,13263 €/KWh. Suponiendo una reducción en la factura del 30%, el precio de la electricidad se reduciría en 0,04 €/KWh entre las primas y los costes de transporte eliminados.

El cálculo de los costes de la microrred da como resultado un precio de 0,08025 €/KWh. Dicho precio se obtiene a partir de la suma ponderada de todas las tecnologías en función de la energía eléctrica producida por cada una.

Como se puede comprobar el coste de la microrred sería en total un 40% más barata que el coste actual de la factura eléctrica.

Tras la realización de estos cálculos es posible mostrar la viabilidad económica de la microrred, siendo este uno de los objetivos principales que se planteaban en el inicio del estudio.

La microrred en momentos de generación renovable superior a la demanda podrá acoplarse a la red con el objetivo de aportar la energía sobrante a cambio de una compensación económica. La compensación económica por la venta de energía eléctrica a la red es de 0,025 €/MWh [], de esta forma, se conseguirá ayuda económica para la financiación de las fuentes de energía.

Capítulo 3: RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LOS INVERSORES

3.1 INVERTIR EN LA MICORRED

Para poder llevar a cabo un proyecto de estas características es necesario el aporte económico inicial de unos inversores, permitiendo los gastos de la tecnología necesaria hasta que la propia microrred sea rentable por sí misma. Para poder determinar la rentabilidad de la microrred desde el punto de vista de un inversor es necesario hacer un balance del gasto y de los ingresos de la microrred durante los 25 años de vida útil que se le supone. La inversión inicial necesaria en una microrred de estas características es de 677,75 M€. El gasto se reparte de la siguiente manera:

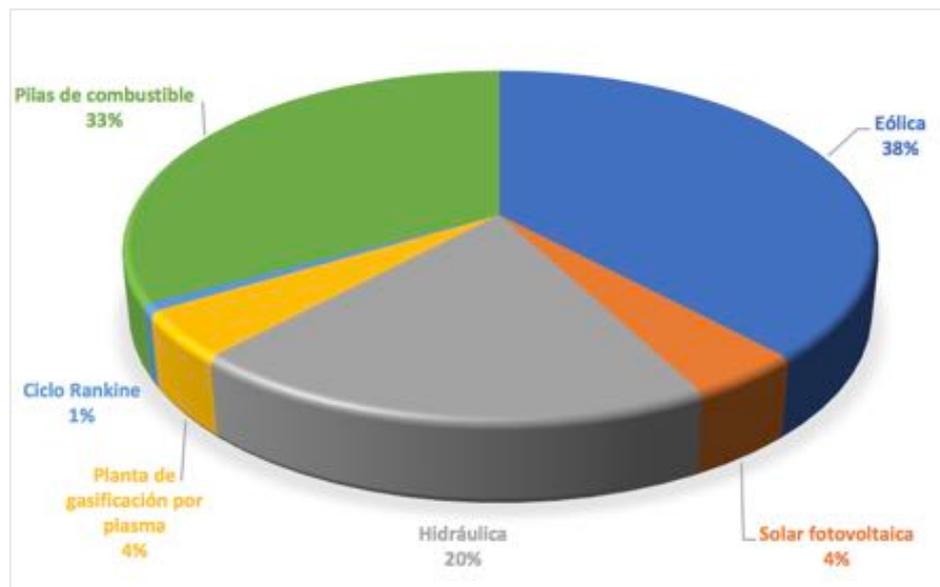


Figura 58: Reparto porcentual de la inversión inicial [Elaboración propia]

Los costes de explotación varían debido al IPC durante el primer año y el último, resultando unos costes de explotación medios de 18,262 M€ anuales. El coste de explotación se reparte de la siguiente manera:

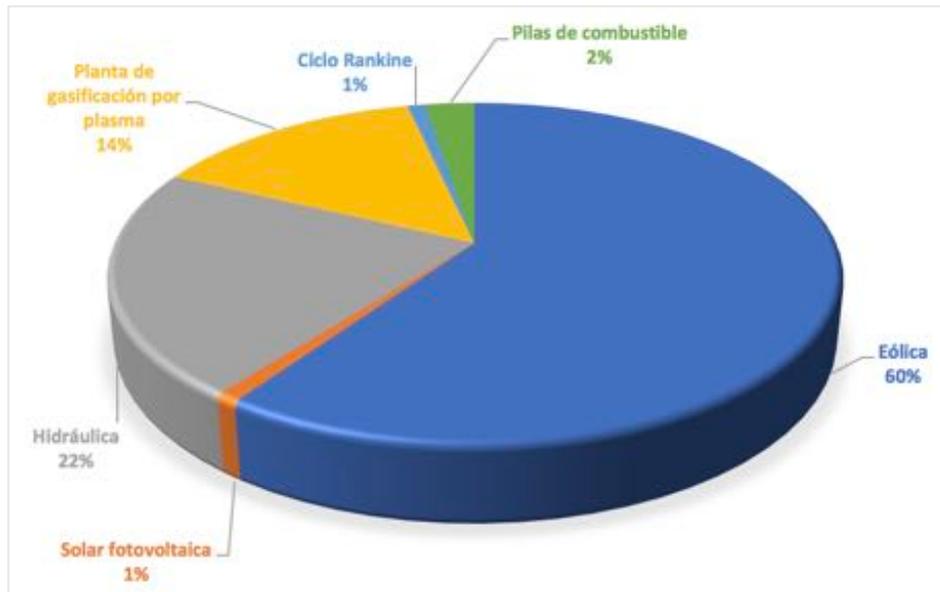


Figura 59: Reparto porcentual de los costes de explotación [Elaboración propia]

Como es posible observar, el gasto inicial en algunas tecnologías no es proporcional al coste de explotación, como ocurre en el caso de las pilas de combustible.

Para el cálculo de los ingresos anuales se debe considerar una demanda media anual de energía eléctrica. Como se comentó con anterioridad, la demanda máxima en todo el año en la ciudad era de 42 MWh y la mínima era de 10,7 MWh. Se considera una media diaria de 30 MWh puesto que denlos datos obtenidos la demanda de energía más repetida a lo largo del año rondaba los 30 MWh. Conociendo este valor, se estima que la demanda anual en la ciudad de Ávila será de 262,8 GWh.

Para completar dicha información es necesario conocer el precio de venta de la energía. Para que el consumidor también salga económicamente favorecido se estima la venta de la electricidad en 0,1 €/KWh. Se ha estimado el precio objetivo de tal forma que sea favorable tanto para los inversores como para los clientes.

A partir de ello podemos calcular el beneficio económico que obtendrán los accionistas según el siguiente balance:

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

Año	Gastos (M€)	Ingresos (M€)	Beneficio (M€)	Beneficio acumulado (M€)
0	677,75	0	-677,75	-677,75
1	18,262	46,25	27,988	-649,76
2	18,52	47,175	28,657	-621,1
3	18,79	48,12	29,32	-591,78
4	19,1	49,09	29,98	-561,79
5	19,19	50,06	30,87	-530,92
6	19,28	51,06	31,77	-499,15
7	19,38	52,08	32,7	-466,44
8	19,48	53,13	33,65	-432,8
9	19,57	54,19	34,61	-398,2
10	19,67	55,27	35,59	-362,6
11	19,78	56,38	36,6	-325,99
12	19,89	57,5	37,63	-288,36
13	19,98	58,66	38,68	-249,68
14	20,07	59,83	39,76	-209,92
15	20,17	61,02	40,85	-169,07
16	20,27	62,25	41,97	-127,094
17	20,38	63,49	43,11	-83,978
18	20,48	64,76	44,28	-39,69
19	20,58	66,05	45,48	5,78
20	20,68	67,38	46,69	52,47
21	20,77	68,725	47,94	100,42
22	20,87	70,1	49,2	149,63
23	20,99	71,5	50,51	200,13
24	21,09	72,93	51,83	251,97
25	21,2	74,39	53,185	305,15

Tabla 13: Rentabilidad de la planta a los 25 años [Elaboración propia]

Los beneficios de la microrred empezarán a partir del décimo noveno año de vida útil. El beneficio en la inversión resulta un 44% del dinero invertido al inicio del proyecto.

Con toda esta información, se demuestra la rentabilidad económica de la microrred y su atractivo para los inversores.

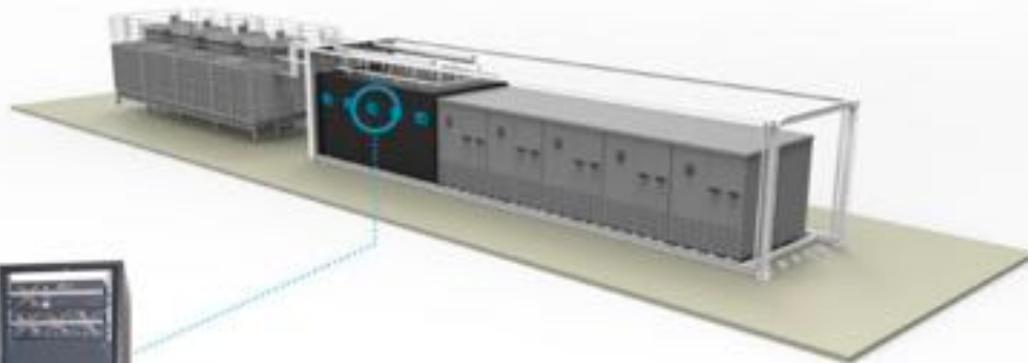
Parte III: ANEJOS

ANEJO A: CATÁLOGO PILA DE COMBUSTIBLE



Fuel Cell Megawatt Power Generation Platform

Hydrogenics' MW Power Plant platform is a clean, highly reliable, cost effective power solution for backup, stand-by, and peak shaving stationary applications.



Our self-contained fuel cell solution can replace or augment both renewable and diesel generators. It can deliver DC power or can be combined with an inverter or UPS for AC power. It uses hydrogen stored on-site or via pipeline to feed to the fuel cell architecture and its management system handles control, monitoring and safety functions.

Hydrogenics' HyPM™ HD30 is the core of this modular solution. It provides peak efficiency greater than 50% with small footprint, high runtime capabilities, unlimited start-stop cycling, no water for humidification and no nitrogen for shutdown is required.

Hydrogenics' HyPM™ Racks lead the industry for power delivery on a volume and weight basis.

*** Conditions:**

- Wet air temperature: 15°C
- Atmospheric pressure: 101.3 kPa
- Fuel type: Hydrogen according to ISO15 (4827-2:2006)

Product Specifications*

Type	PEM (Proton Exchange Membrane) Fuel Cell Power Generator	
Performance:	Electrical Output Continuous	1 MWe
	Electrical Efficiency	49% LHV
	System Output Voltage	380 - 480 VAC
	System Output Frequency	50 - 60 Hz
Physical Characteristics:	Package Design Life	20 years with LTSA
	Dimensions (H x W x L)	8 x 10 x 30 feet
Fuel:	Weight	32,000 kg
	Hydrogen	> 99.99%
	Fuel Consumption	750 m ³ /h BCL [†]
Available Heat:	Aux Electrical Input Power	30 kW continuous, 45 kW at start-up
	Output Heat Load	~ 2 MW
	Stack Temperature	Up to 70°C
Emissions:	Exhaust Gas Temperature	70°C
	Noise level at 1m	Approx. 75 dB in open air
	Pollutants	Zero emissions (No CO ₂ or local air pollutants)

† Fuel consumption calculated for reference only. Actual fuel consumption may vary.

We're Ready.

power@hydrogenics.com

ANEJO B: ESTUDIO IPC FUNCAS



11 de mayo de 2018

IPC abril 2018

Previsiones hasta diciembre 2019

El IPC registró en abril un incremento mensual del 0,8%, inferior al registrado el mismo mes del año pasado, por lo que la tasa interanual de inflación ha descendido una décima porcentual hasta el 1,1%. La tasa armonizada también ha sido del 1,1%, una décima porcentual inferior a la media provisional de la zona euro. La inflación subyacente se redujo cuatro décimas porcentuales hasta el 0,8%. El núcleo inflacionista, que excluye todos los alimentos y los productos energéticos, se situó en el 0,7%.

La dirección seguida por la tasa de inflación en abril fue la esperada (a la baja), pero en menor medida de lo previsto, lo que obedece a la sensible desviación al alza en el componente energético, como consecuencia del encarecimiento del petróleo registrado durante las últimas semanas.

Cuadro 1
IPC ABRIL 2018: COMPARACIÓN CON LAS PREVISIONES
Tasas de variación anual en porcentaje

	Marzo 2018 Observado	Abril 2018		
		Observado	Previsión	Desviación
1. IPC total	1,2	1,1	0,8	0,3
1.2. Inflación subyacente	1,2	0,8	0,7	0,1
1.2.1. Alimentos elaborados	1,3	1,4	1,3	0,1
1.2.2. BINE	-0,1	0,0	0,0	0,0
1.2.3. Servicios	1,9	1,1	0,9	0,2
1.3. Alimentos sin elaboración	1,6	2,0	2,3	-0,3
1.4. Productos energéticos	1,3	2,3	0,4	1,9
2. Núcleo inflacionista	1,1	0,7	0,6	0,1

Fuentes: INE (datos observados) y Funcas (previsiones)

Dentro del índice subyacente, los alimentos elaborados elevaron su tasa de inflación en una décima porcentual hasta el 1,4%, igual subida que la de los bienes industriales no energéticos (BINE), que situaron la suya en el 0%. La inflación de los servicios descendió desde el 1,9% hasta el 1,1% por la bajada en los paquetes turísticos y hoteles, como consecuencia del diferente calendario de la Semana Santa.

Entre los componentes más volátiles, los alimentos no elaborados incrementaron su tasa de inflación hasta el 2%, destacando el aumento del pescado. Finalmente, el encarecimiento de los productos energéticos ha elevado su tasa interanual hasta el 2,3%, con una subida en los carburantes y en la electricidad que ha más que contrarrestado la bajada del gas.

En suma, la bajada de la tasa de inflación en abril, pese al notable aumento de la misma en los productos energéticos, ha obedecido a la caída de la inflación en los servicios a causa del diferente calendario de la Semana Santa.

En las últimas semanas el precio del crudo ha mantenido una acusada trayectoria alcista, situándose por encima de los 75 dólares, al tiempo que el euro perdía valor frente al dólar, de modo que el precio de la materia prima en euros se ha situado sensiblemente por encima del contemplado en el escenario central de las anteriores previsiones. Esto ha conducido a una revisión al alza de las mismas, que en el nuevo escenario central parten de la hipótesis del mantenimiento del petróleo en 75 dólares, y del euro en 1,18 dólares. Bajo estos supuestos, la tasa de inflación se elevará hasta situarse por encima del 2% en el verano, moderándose posteriormente. La previsión para la tasa interanual del diciembre se sitúa ahora en el 2% (dos décimas porcentuales más que en las previsiones anteriores), y la tasa media anual en el 1,7% (también dos décimas superior). La tasa media anual esperada para 2019 es del 1,4%, con una interanual en diciembre del 0,9%.

En un escenario en el que el precio del petróleo continúa ascendiendo hasta los 90 dólares, la tasa media anual sería del 2% tanto este año como el próximo. Finalmente en un escenario en el que el precio del petróleo desciende desde el nivel actual hasta los 65 dólares, las tasas medias anuales serían del 1,5% y el 1% en 2018 y 2019 respectivamente.





Cuadro 2. PREVISIONES DEL IPC ESPAÑA

Tasas de variación mensual y anual en porcentaje

Año	Mes	1. IPC total		1.1. IPC subyacente		1.1.1. Alimentos elaborados		1.1.2. B. Indust. no energét.		1.1.3. Servicios básicos		1.2. Alimentos no elaborados		Último dato observado: ABRIL 2017	
		Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual
2016	Diciembre	0,6	1,6	0,1	1,0	0,0	0,2	-0,6	0,8	0,6	1,6	1,4	2,1	3,6	5,3
	Media anual	--	-0,2	--	0,8	--	0,8	--	0,5	--	1,1	--	2,3	--	-8,8
2017	Diciembre	0,0	1,1	0,0	0,8	0,0	1,2	-0,8	-0,3	0,4	1,3	-0,2	2,8	0,3	2,6
	Media anual	--	2,0	--	1,1	--	0,7	--	0,2	--	1,6	--	2,6	--	8,0
2018	Enero	-1,1	0,6	-1,4	0,8	0,2	1,1	-4,4	-0,2	-0,2	1,3	0,6	1,6	0,3	-1,7
	Febrero	0,1	1,1	0,3	1,1	0,0	1,4	-0,3	0,0	0,7	1,7	-0,3	0,3	-0,5	1,4
	Marzo	0,1	1,2	0,5	1,2	0,1	1,3	1,0	-0,1	0,4	1,9	0,1	1,6	-2,6	1,3
	Abril	0,8	1,1	0,8	0,8	0,2	1,4	2,6	0,0	0,0	1,1	0,0	2,0	1,5	2,3
	Mayo	0,5	1,7	0,4	1,1	0,1	1,2	0,8	0,0	0,2	1,8	0,3	2,1	1,8	5,4
	Junio	0,4	2,0	0,2	1,1	0,0	1,0	-0,2	0,1	0,6	1,8	0,5	3,1	1,4	7,8
	Julio	-0,4	2,3	-0,6	1,3	0,0	0,9	-3,5	0,4	0,8	1,9	0,3	3,9	0,4	8,8
	Agosto	0,3	2,3	0,2	1,3	0,1	0,8	-0,1	0,5	0,2	2,0	0,6	5,3	0,2	7,9
	Septiembre	0,1	2,3	0,1	1,4	0,1	1,1	1,5	0,6	-0,7	2,1	0,2	4,3	0,3	7,2
	Octubre	0,6	2,0	0,7	1,5	0,1	1,2	2,9	0,8	-0,4	2,1	-0,1	1,1	0,8	6,0
	Noviembre	0,3	1,9	0,4	1,5	0,1	1,1	1,5	0,8	-0,2	2,1	-0,1	2,0	0,4	4,3
	Diciembre	0,2	2,0	0,1	1,6	0,0	1,1	-0,4	1,0	0,4	2,1	0,7	3,0	0,5	4,5
	Media anual	--	1,7	--	1,2	--	1,1	--	0,3	--	1,8	--	2,5	--	4,5
2019	Enero	-1,2	1,9	-1,4	1,6	0,2	1,0	-4,5	0,9	-0,2	2,2	0,6	3,0	-0,4	3,8
	Febrero	0,0	1,8	0,1	1,4	0,0	1,0	-0,4	0,8	0,4	1,9	-0,8	2,5	-0,3	4,0
	Marzo	0,5	2,1	0,6	1,5	0,1	1,0	1,1	0,8	0,6	2,1	-0,1	2,2	-0,3	6,4
	Abril	0,5	1,8	0,7	1,4	0,0	0,8	2,6	0,8	-0,2	1,9	0,1	2,3	-0,1	4,8
	Mayo	0,3	1,6	0,3	1,3	0,1	0,8	0,6	0,7	0,2	1,9	0,2	2,2	0,0	2,9
	Junio	0,3	1,4	0,2	1,2	0,0	0,8	-0,4	0,5	0,5	1,8	0,6	2,1	0,9	2,4
	Julio	-0,6	1,3	-0,8	1,1	0,0	0,8	-3,7	0,3	0,7	1,7	0,3	2,1	0,1	2,2
	Agosto	0,2	1,2	0,1	1,0	0,1	0,8	-0,3	0,1	0,4	1,6	0,5	2,1	0,0	2,0
	Septiembre	0,1	1,1	0,0	0,9	0,1	0,8	1,3	-0,1	-0,7	1,6	0,1	2,0	0,3	1,9
	Octubre	0,6	1,1	0,6	0,9	0,1	0,8	2,8	-0,2	-0,5	1,6	0,0	2,0	0,6	1,7
	Noviembre	0,3	1,0	0,3	0,9	0,1	0,8	1,3	-0,3	-0,2	1,6	-0,1	2,0	0,1	1,3
	Diciembre	0,1	0,9	0,0	0,8	0,0	0,8	-0,6	-0,5	0,4	1,6	0,7	1,9	0,6	1,4
	Media anual	--	1,4	--	1,2	--	0,9	--	0,3	--	1,8	--	2,2	--	2,9

El Estado previsiones correspondientes a un escenario central en el que el precio del petróleo Brent se mantiene en 74 dólares hasta el final del período de predicción. Asimismo, se supone que el tipo de cambio euro/dólar se mantiene estable en 1,16.

Fuente: INE y Funcas (previsiones en datos combinados).

Nota metodológica

Las previsiones del IPC español se basan en modelos univariantes tipo ARIMA.

El análisis econométrico se realiza, siguiendo la metodología propuesta por Espasa et al. (1987) y Espasa y Abacete (2004), sobre una desagregación del IPC total en varios componentes básicos que responden a mercados suficientemente homogéneos, atendiendo a las diferentes características tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda que muestran los distintos sectores. Así pues, el IPC total se desglosa en los siguientes componentes básicos: alimentos elaborados, bienes industriales no energéticos, servicios, alimentos no elaborados y energía.

Para cada uno de los cinco componentes básicos se elabora un modelo ARIMA con el que se realizan las predicciones. Una vez obtenida la predicción para cada uno de los cinco componentes se elaboran las predicciones para el IPC total y subyacente mediante la agregación ponderada de las predicciones de sus respectivos componentes.

De este modo, el IPC subyacente sería la media ponderada del IPC de alimentos elaborados, de servicios y de bienes industriales no energéticos. Y el IPC general sería la media ponderada del IPC subyacente, de alimentos no elaborados y de energía, de acuerdo con las ponderaciones utilizadas por el INE.

Espasa, A., Matea, M. L., Manzano, M. C. & Catusus, V. (1987), "La inflación subyacente en la economía española: estimación y metodología", *Boletín Económico del Banco de España*, marzo, 32-51.

Espasa A. & Abacete R. (2004). "Consideraciones sobre la predicción económica: metodología desarrollada en el Boletín de Inflación y Análisis Macroeconómico". Publicado en el libro *Estudios en Homenaje a Luis Ángel Rojo, Volumen I, Políticas, Mercados e Instituciones Económicas*, editado por José Pérez, Carlos Sebastián y Pedro Tedde. Editorial Complutense, S.A., diciembre 2004.

ANEJO C: DETALLE CENTRALES DE GENERACIÓN

a) Centrales eólicas en Castilla y León

PARQUE EOLICO	MUNICIPIO	PROVINCIA	CLAVE REG	EMPRESA	KW
AMPLIACION CRUZ DE HIERRO	SANTA MARIA DEL CUBILLO	AVILA	PRE-1712	SINAE ENERGIA Y MEDIOAMBIENTE, S.A.	5.280
P.E. CERRO DONVIDAS	DONVIDAS Y PALACIOS DE GODA	AVILA	PRE-2904	URBAENERGIA, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO ALTOS DE CARTAGENA	NAVAS DEL MARQUÉS	AVILA	RE-0261	PARQUE EOLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	21.120
PARQUE EOLICO CARIZA MESA	S. JUAN DEL OLMO, VADELLO SIERRA	AVILA	PRE-0107	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO COLLADILLO	VALDECASA, NARRELLOS REBOLLAR	AVILA	PRE-0105	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO CRUZ DE HIERRO	STA M ^C UBILLO Y OROS ALBOS	AVILA	RE-1297	PARQUE EOLICO ALTOS DEL VOLTOYA, S.A.	14.520
PARQUE EOLICO DE AVILA	AVILA Y TORNADIZOS	AVILA	RE-1578	PARQUE EOLICO ALTOS DEL VOLTOYA, S.A.	11.880
PARQUE EOLICO DE PEGUERINOS	PEGUERINOS Y STA M ^C DE ALAMEDA	AVILA	PRE-1151	ELECNOR, S.A.	32.800
PARQUE EOLICO EL RINCON	SAN JUAN DEL OLMO, BALBARDA	AVILA	PRE-0106	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO NAVAS DEL MARQUES	NAVAS DEL MARQUÉS	AVILA	RE-2518	PARQUE EOLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	10.560
PARQUE EOLICO NAVAZUELO	LAS NAVAS DEL MARQUÉS	AVILA	RE-0260	PARQUE EOLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	17.160
PARQUE EOLICO OROS ALBOS	OROS ALBOS	AVILA	RE-1299	PARQUE EOLICO ALTOS DEL VOLTOYA, S.A.	14.520
PARQUE EOLICO RIOFRIO	RIOFRIO	AVILA	PRE-1637	ELECNOR, S.A.	32.000
PARQUE EOLICO TORNADIZOS DE AVILA	TORNADIZOS DE AVILA	AVILA	PRE-1636	ELECNOR, S.A.	24.800
PARQUE EOLICO TRIBUNAL	NAVALPERAL DEL TORMES	AVILA	PRE-1789	GAMESA ENERGIA, S.A.	25.500
PARQUE EOLICO ALDEAVIEJA	STA M ^C UBILLO Y OROS ALBOS	AVILA	RE-1298	FOMENSA HISPANIA, S.L.	14.520
PRADO REDONDO	VILLANUEVA DEL CAMPILLO,VILLAT	AVILA	PRE-1787	GAMESA ENERGIA, S.A.	42.500
TARAYUELA	SANTIAGO DE TORMES Y SANT COLL	AVILA	PRE-1788	GAMESA ENERGIA, S.A.	29.750
ALTO DE LA SIERRA	VALLE DE LAS NAVAS	BURGOS	PRE-3229	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, S.A.U.	11.050
ALTO DEL ESCAÑO	VILLARCAYO DE MERINDAD DE CAST	BURGOS	PRE-1638	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	11.880
ARROYAL	ALFOZ DE QUINTANADUEÑAS	BURGOS	PRE-2341	ARROYAL ENERGIA, S.L.	49.400
BRIVIESCA OESTE	BRIVIESCA	BURGOS	PRE-3083	INDUSTRIAS INNOVENT ESPAÑA, S.L.	35.100
CAMPANARIO	CARCEDO DE BURGOS	BURGOS	PRE-1365	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	48.000
CAMPO DE PRUEBAS DE VALLUERCANES	VALLUERCANES	BURGOS	PRE-3082	INDUSTRIAS INNOVENT ESPAÑA, S.L.	13.000
CAMPO REDONDO	OÑA, AGUAS CANDIDAS, RUCANDIO	BURGOS	PRE-1259	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	49.500
CANTRUELA	VALLE DE SEDANO	BURGOS	PRE-3071	IBERVENTO, S.L.	15.000
COGOLLOS I	COGOLLOS	BURGOS	PRE-2691	ENDESA COGENERACION Y RENOVABLES, S.A.	12.540
COGOLLOS II	COGOLLOS	BURGOS	PRE-2692	ENDESA COGENERACION Y RENOVABLES, S.A.	49.500
EL CANTO (AMPLIACION)	VALLE DE MANZANEDO	BURGOS	RE-0951	CORPORACION EOLICA DEL MANZANEDO, S.L.	4.250
EL CANTO (AMPLIADA CON RE-0951)	VALLE DE MANZANEDO	BURGOS	RE-0950	CORPORACION EOLICA DEL MANZANEDO, S.L.	15.180
EL CANTO I+D (SEGUNDA AMPLIACION)	MERINDAD DE CASTILLA LA VIEJA	BURGOS	PRE-2070	CORPORACION EOLICA DEL MANZANEDO, S.L.	2.000
EL CERRO	VALLE DE SEDANO	BURGOS	RE-1206	SISTEMAS ENERGETICOS VALLE DE SEDANO, S	19.800
EL CERRO - AMPLIACION	VALLE DE SEDANO Y LOS ALTOS DE	BURGOS	RE-1717	SISTEMAS ENERGETICOS VALLE DE SEDANO,	10.200
EL NOGAL	CARCEDO DE BURGOS	BURGOS	PRE-1363	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	38.000
EL PARAMO	CASTRILLO DE VAL	BURGOS	PRE-1367	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	44.000
ESPINOSA	IREAS DE JUARROS	BURGOS	PRE-2858	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	7.500
FUENTE VAIN	CARCEDO DE BURGOS	BURGOS	PRE-1364	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	38.000
JUARROS	IREAS DE JUARROS	BURGOS	PRE-2857	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	42.000
LA CASILLA	RUBIACTIDO DE ABAJO-VALLE NAVA	BURGOS	PRE-3230	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, S.A.U.	49.300
LA LORA I	VALLE DE VALDELUCIO	BURGOS	PRE-1716	LA LORA I PARQUE EOLICO, S.L.	49.400
LA MAGDALENA	MERINDAD DE VALDEPORRIS- VALLE	BURGOS	PRE-3463	BIOVENT ENERGIA, S.A.	39.100
LA MESA	LOS ALTOS	BURGOS	RE-1475	BURGALESA DE GENERACION EOLICA, S.A.	9.000
LA TORADA	MERINDAD DE VALDIVIELSO	BURGOS	RE-0447	GENERACION DE ENERGIA RENOVABLE SAUGE	9.240
LA TORADA (AMPLIACION)	MERINDAD DE VALDIVIELSO	BURGOS	RE-0449	GENERACION DE ENERGIA RENOVABLE SAUGE	2.550
LAS FUENTES	CARCEDO DE BURGOS	BURGOS	PRE-1366	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	38.000
LAS PARDAS	VALLE DE SEDANO	BURGOS	PRE-3072	IBERVENTO, S.L.	49.500
LOS CASTILLOS	RUCANDIO Y MERINDAD DE VALDIV	BURGOS	PRE-1257	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	19.800
LOS CASTRIOS	ESPINOSA DE LOS MONTEROS	BURGOS	PRE-2699	INICIATIVAS EOLICAS CASTELLANAS, S.A.	19.200
MIRAVACAS	MERINDAD DE VALDIVIELSO	BURGOS	PRE-1260	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	22.440
P.E. BRIVIESCA SUR	BRIVIESCA	BURGOS	PRE-3115	INDUSTRIAS INNOVENT ESPAÑA, S.L.	44.200
P.E. EL NAVAZO (Parcial 38 de 54)	PIEDROSA DEL PRINCIPE	BURGOS	RE-2521	SISTEMAS ENERGETICOS DEL PISUERGA, S.A.	34.050
P.E. LA LASTRA	HUERMBES	BURGOS	PRE-3491	PARQUE EOLICO EL PERUL, S.L.	11.690
P.E. LA MUELA	ESTIPAR Y MAZUELA	BURGOS	PRE-2532	ELECDEY, S.L.	48.000
PANCORBO VALLUERCANES	PANCORBO VALLUERCANES	BURGOS	PRE-3081	ENERGIAS INNOVENT ESPAÑA, S.L.	45.500

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

PARAMO DE POZA I	POZA DE LA SAL	BURGOS	RE-2347	EOLICAS PARAMO DE POZA, S.A.	49.500
PARAMO DE POZA II	POZA DE LA SAL	BURGOS	RE-2348	EOLICAS PARAMO DE POZA, S.A.	48.740
PARQUE EOLICO ARROYAL	ALPOZ DE QUINTANADUEÑAS	BURGOS	PVE-0325	A-W AUGUSTA-WIND, S.L.	49.400
PARQUE EOLICO CORRAL NUEVO	SARGENTES DE LA LORA	BURGOS	RE-2519	PARQUE EOLICO CORRAL NUEVO, S.A.	5.280
PARQUE EOLICO CUETO	SARGENTES DE LA LORA	BURGOS	PVE-2076	IDAD DE GESTION DE RECURSOS ENERGETIC	3.750
PARQUE EOLICO EL PARAMO	ALPOZ DE QUINTANADUEÑAS	BURGOS	PVE-1957	EL PARAMO PARQUE EOLICO, S.L.	49.400
PARQUE EOLICO EL PERUL	URBEL DEL CASTILLO Y VILLADIEG	BURGOS	PVE-1887	PARQUE EOLICO EL PERUL, S.L.	49.600
PARQUE EOLICO LA BOGA	VILLADIEGO	BURGOS	PVE-1892	PARQUE EOLICO LA BOGA, S.L.	36.400
PARQUE EOLICO LA BRUJULA	MONASTERIO DE RODILLA	BURGOS	PVE-0262	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	34.850
PARQUE EOLICO LA LORA II	VALLE DE VALDELUCEO	BURGOS	PVE-1790	LA LORA II ENERGIA, S.L.	49.400
PARQUE EOLICO LA MAZA	MERINDAD DE VALDEPORRES	BURGOS	PVE-1855	BOREAS EOLICA, S.L.	22.950
PARQUE EOLICO LA NAVA	VILLADIEGO JIUMADA, BASCONCILLOS	BURGOS	PVE-1958	PARQUE EOLICO LA NAVA, S.L.	36.000
PARQUE EOLICO LA PEÑUCA	MERINDAD DE VALDEPORRES	BURGOS	PVE-1861	ENERGIAS RENOVABLES DEL BIERZO, S.L.	29.700
PARQUE EOLICO LA SIA II	ESPINOSA DE LOS MONTEROS	BURGOS	PVE-1856	BOREAS EOLICA, S.L.	37.400
PARQUE EOLICO LA VEJETA	FRESNO DE RODILLA	BURGOS	PVE-0263	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	14.450
PARQUE EOLICO PATRICIA	PANCORBO	BURGOS	PVE-1857	SOCIEDAD GESTORA PARQUES EOLICOS CYL,	19.800
PARQUE EOLICO SAN FELICES	TUBILLA DEL AGUA, VALLE SEDANO	BURGOS	PVE-1860	SOCIEDAD GESTION RECURSOS ENERGETICO	49.300
PARQUE EOLICO SARGENTES	SARGENTES DE LA LORA Y BASCONC	BURGOS	PVE-2081	SOC.GESTION RECURSOS ENERGETICOS, S.A.	49.300
PARQUE EOLICO TABLADA	TUBILLA DEL AGUA	BURGOS	PVE-1858	SOC.GESTION RECURSOS ENERGETICOS, S.A.	49.300
PARQUE EOLICO VALDEAJOS	SARGENTES DE LA LORA	BURGOS	PVE-1859	SOCIEDAD GESTION RECURSOS ENERGETICO	49.300
PARQUE EOLICO VALDELUCEO	VALLE DE VALDELUCEO	BURGOS	PVE-1854	ENDESA COGENERACION Y RENOVABLES, S	36.300
PEÑA ALBORO	AGUAS CANDIDAS, SALAS DE BUREB	BURGOS	PVE-1258	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	15.180
PEÑA ALTA	MERINDAD DE VALDIVIESO	BURGOS	RE-0946	GENERACION DE ENERGIA RENOVABLE SA/GI	13.200
PEÑA ALTA (AMPLIACION)	MERINDAD DE VALDIVIELSO	BURGOS	RE-0948	GENERACION DE ENERGIA RENOVABLE SA/GI	3.400
PRESA EOLICA DE HOZALLA	VALLE DE LOSA	BURGOS	RE-0316	ECOBOLICA, S.L.	300
RABINALDO	MERINDAD DEL RIO UBIERNA	BURGOS	RE-1711	PARQUES DE GENERACION EOLICA, S.L.	9.000
URBEL DEL CASTILLO II	BURMECES, URBEL DEL CASTILLO	BURGOS	PVE-3488	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, S.A.U.	49.300
VAL BONILLA (Parcel 6 de 11)	CASTROJERIZ	BURGOS	RE-2326	SISTEMAS ENERGETICOS VAL BONILLA, S.A.	6.050
VALBUENA	VILLAFRANCA MONTES DE OCA	BURGOS	PVE-2698	INICIATIVAS EOLICAS CASTELLANAS, S.A.	30.400
ALFONSO IV	BOÑAR, CREMENES Y SABERO	LEON	PVE-3077	PRENEAL, S.A.	22.500
ARGAÑOBO	SANTAN COLOMBIA DE SOMOZA	LEON	PVE-2696	GAMISA ENERGIA, S.A. I IDER, S.L.	38.250
AUTOCONSUMO PIZARRAS FORNA	ENCINEDO	LEON	PVE-2339	PIZARRAS FORNA, S.A.	750
EL PORTILLO	TRUCHAS Y CASTROCONTRIGO	LEON	PVE-2304	GAMISA ENERGIA, S.A.	49.300
FRUELA II	BOÑAR, REYERO Y CREMENES	LEON	PVE-2346	PRENEAL, S.A.	24.750
LUCILLO	LUCILLO	LEON	PVE-2860	IDER, S.L.	49.500
MUGA	LUYEGO, SANTA COLOMA DE SOMOZ	LEON	PVE-2859	GAMISA ENERGIA, S.A.	36.550
P. E. MANZANAL	TORRE DEL BIERZO, VILLAGATON	LEON	RE-1959	ENERGIAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	33.750
P. E. SAN PEDRO	CASTROPODAME Y TORRE BIERZO	LEON	RE-3128	ENERGIAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	5.250
P.E. MURIAS II	MURIAS DE PAREDES	LEON	PVE-3117	ENDESA COGENERACION Y RENOVABLES, S.A.	35.200
P.E. MURIAS III	MURIAS DE PAREDES	LEON	PVE-3118	ENDESA COGENERACION Y RENOVABLES, S.A.	49.600
PARQUE EOLICO BARRIOS DE GORDON	LA POLA DE GORDON, LA ROBLA	LEON	PVE-2082	ENDESA COGENERACION Y ECOFEN	44.880
PARQUE EOLICO CURUEÑA	RIELLO Y SENA DE LUNA	LEON	PVE-2073	CANNON POWER ESPAÑA, S.L.	36.000
PARQUE EOLICO EL BOLARIN	MOLINASICA	LEON	PVE-1894	GAMISA ENERGIA, S.A. - IDER, S.L.	36.300
PARQUE EOLICO EL CERRADAL	TRUCHAS ENCINEDO Y CASTRILLO	LEON	PVE-2074	IDAD DE GESTION DE RECURSOS ENERGETIC	24.420
PARQUE EOLICO EL REDONAL	CASTROPODAME Y MOLINASICA	LEON	PVE-1885	GAMISA ENERGIA, S.A.	30.600
PARQUE EOLICO ELECSA	LA ROBLA	LEON	PVE-1979	ELECTRICIDAD EOLICA, S.A.	24.000
PARQUE EOLICO FARD	BARIAS Y VEGA DE VALCARCE	LEON	PVE-1896	GAMISA ENERGIA, S.A.	23.800
PARQUE EOLICO PONCEBADON	SANTA COLOMA DE SOMOZA Y LUCIL	LEON	PVE-2087	ECYR	34.980
PARQUE EOLICO GOBESA	LA ROBLA	LEON	PVE-1979	EOLICA GOBE, S.A.	24.000
PARQUE EOLICO PEÑARRREDONDA	VILLAFRANCA DEL BIERZO, BALBOA	LEON	PVE-1818	MADI ENERGIAS RENOVABLES, S.A.	9.240
PARQUE EOLICO POSADA DE OMAÑA	MURIAS DE PAREDES	LEON	PVE-1863	CANNON POWER ESPAÑA, S.L.	40.000
PARQUE EOLICO QUINTANA	ICÓNSA	LEON	PVE-0328	INICIATIVAS EOLICAS, S.L.	24.750
PARQUE EOLICO SALCE	RIELLO	LEON	PVE-2068	CANNON POWER ESPAÑA, S.L.	36.000
PARQUE EOLICO SAN FELIZ	QUINTANA DEL CASTILLO	LEON	PVE-2065	PROMOCIONES ENERGETICAS DEL BIERZO, S	32.400
PARQUE EOLICO SIERRA DEL TELINO	PONFERRADA, LUCILLO, C CABRERA	LEON	PVE-1816	PROMOCIONES ENERGETICAS DEL BIERZO, S	45.000

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

PARQUE EOLICO VILLABANDIN I	MURIAS DE PAREDES Y RIELLO	LEON	PVE-1817	CANNON POWER ESPAÑA, S.L.	42.400
PARQUE EOLICO VILLABANDIN II	MURIAS DE PAREDES, RIELLO	LEON	PVE-1819	CANNON POWER ESPAÑA, S.L.	37.600
RAMIRO II	BOÑAR Y CREMENES	LEON	PVE-3078	PRENEAL, S.A.	24.750
RAMIRO III	BOÑAR	LEON	PVE-3079	PRENEAL, S.A.	24.750
SIERRA DE LA VIRGEN	CASTROCONTRIDO	LEON	PVE-2327	SIAD DE GESTION DE RECURSOS ENERGETIC	24.420
ALTO DE LA LOMA	SANTIBAÑEZ DE LA PEÑA	PALENCIA	PVE-2308	DESARROLLO EOLICO DEL NORTE, S.L.	4.000
AMPLIACION A LA RUYA	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	PVE-2700	EOLICA DE LA RUYA, S.L.	3.200
AMPLIACION DEL PICAL	BRAÑOSERA	PALENCIA	PVE-2867	CORPORACION EOLICA DE BARRUELO	11.050
C.E. EXPERIMENTAL PÁRAMO DE LORA	POMAR DE VALDIVIA	PALENCIA	RE-99A-100	MADE TECNOLOGÍAS RENOVABLES, S.A.	600
CHAMBRON	ASTUDILLO	PALENCIA	PVE-2305	GAMESA ENERGÍA, S.A.	33.150
DOS PICOS	MAGAZ	PALENCIA	PVE-2318b	MADE TECNOLOGÍAS RENOVABLES, S.A.	1.600
EL CASTRE	TORREMORMOION Y PEDRAZADE CAM	PALENCIA	PVE-3080	ELECTEY, S.A.	49.600
EL RASO	FUENTES DE VALDEPERO	PALENCIA	PVE-2317	MONTE EL RASO, S.A.	4.000
EL TERUELO	MELGAR DE YUSO-VILLODRE-ASTUDI	PALENCIA	PVE-2319	GAMESA ENERGÍA, S.A.	49.300
LA RUYA	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	RE-1361	EOLICA DE LA RUYA, S.L.	1.600
MAGAZ	PALENCIA Y MAGAZ	PALENCIA	PVE-3231	PROMOCIONES ENERGETICAS DEL BIERZO, S.	20.000
MARIA LUISA	CERVERA DE PESUEGA-D MONTEIRO	PALENCIA	PVE-1719	SOC.GESTORA PARQUES EOLICOS DE CYL, S.A.	26.400
MONTECILLO	TARIEGO DE CERRATO	PALENCIA	PVE-3475	PALENCIA ENERGIA EOLICA, A.I.E.	23.400
MONTON DE TRIGO	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	PVE-3076	ENERGIA Y RECURSOS AMBIENTALES, S.A.	46.400
P. E. CARRASQUILLO	ASTUDILLO Y PEDROSA PRINCIPE	PALENCIA	RE-1862	SISTEMAS ENERGETICOS TIERRA DE CAMPOS	49.300
P. E. CELADA I	HORNILLOS CERRATO, TORQUEMADA	PALENCIA	PVE-3123	GUASCOR RENOVABLES, S.A.	37.500
P. E. CELADA II	BALTANAS	PALENCIA	PVE-3125	GUASCOR RENOVABLES, S.A.	28.500
P. E. CELADA III	HORNILLOS CERRATO Y BALTANAS	PALENCIA	PVE-3124	GUASCOR RENOVABLES, S.A.	37.500
P. E. CELADA IV	BALTANAS	PALENCIA	PVE-3126	GUASCOR RENOVABLES, S.A.	24.000
P. E. CELADA V	HERRERA VALDECAÑAS Y VILLAHAN	PALENCIA	PVE-3127	GUASCOR RENOVABLES, S.A.	28.500
P. E. CUESTA MAÑERA	AMPUDIA	PALENCIA	PVE-3308	PROYECTOS DE COGENERACION, S.L.	50.000
P. E. DEHESA DE TABLARES	PUEBLA DE VALDAVIA	PALENCIA	PVE-3312	RECURSOS EOLICOS DE LA VALDAVIA, S.L.	2.640
P. E. EL CUADRON	HORNILLOS CERRATO Y TORQUEMADA	PALENCIA	PVE-3122	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	48.000
P. E. ENCINEDO	HORNILLOS CERRATO Y TORQUEMADA	PALENCIA	PVE-3120	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	36.000
P. E. HORNILLOS	HORNILLOS CERRATO Y BALTANAS	PALENCIA	PVE-3121	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	43.500
P. E. LA MUÑECA	AMPUDIA	PALENCIA	PVE-3310	PROYECTOS DE COGENERACION, S.L.	50.000
P. E. LAS QUISMADELLAS	AMPUDIA	PALENCIA	PVE-3309	PROYECTOS DE COGENERACION, S.L.	50.000
P. E. PEÑA DEL FRANCIS	DEHESA DE MONTEIRO	PALENCIA	PVE-3313	INVESTIGACION ENERGETICA CASTILLA LEON	3.200
P. E. RODAL	FUENTES DE VALDEPERO	PALENCIA	PVE-3314	INVESTIGACION ENERGETICA CASTILLA LEON	3.200
P. E. VALPARAISO	AMPUDIA	PALENCIA	PVE-3311	PROYECTOS DE COGENERACION, S.L.	41.250
PE. ANGOSTILLOS	HORNILLOS DE CERRATO Y BALTANA	PALENCIA	PVE-3263	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	16.150
PE. EL BARRAL	GUARDO	PALENCIA	PVE-3181	EOLICA DE GUARDO, S.L.	4.000
PE. EL BREZO	SANTIBAÑEZ DE LA PEÑA	PALENCIA	PVE-3676	AEROGIE IBERICA, S.A.	36.000
PE. PÁRAMO DE ANGOSTILLOS	HORNILLOS DE CERRATO	PALENCIA	PVE-3679	PALENCIA DE ENERGIA EOLICA, A.I.E.	48.600
PE. SANTULLAN	BARRUELO DE SANTULLAN	PALENCIA	PVE-2520	IBEREOLICA, S.L.	24.000
PARAMO DE LA MISUCA	HONTORIA DE CERRATO	PALENCIA	PVE-3474	PALENCIA ENERGIA EOLICA, A.I.E.	36.000
PARQUE EOLICO ANDUTERO	CASTRILLO DE ONIELO Y VILLACON	PALENCIA	PVE-2084	GAMESA ENERGÍA, S.A.	49.300
PARQUE EOLICO AUTILLA	AUTILLA DEL PINO Y PALENCIA	PALENCIA	PVE-2067	PROMOCIONES ENERGETICAS DEL BIERZO, S.	49.500
PARQUE EOLICO EL PICAL	BARRUELO DE SANTULLAN Y BRAÑOS	PALENCIA	RE-1999	CORPORACION EOLICA DE BARRUELO	19.800
PARQUE EOLICO LOMILLA I	SANTIBAÑEZ DE ECLA	PALENCIA	PVE-1791	EOLICA MONTAÑESA, S.L.	33.000
PARQUE EOLICO LOMILLA II	ALAR DEL REY Y SANTIBAÑEZ ECLA	PALENCIA	PVE-1792	EOLICA MONTAÑESA, S.L.	49.500
PARQUE EOLICO LOMILLA III	ALAR DEL REY	PALENCIA	PVE-1793	EOLICA MONTAÑESA, S.L.	21.000
PARQUE EOLICO PEÑA EL SANTO	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	PVE-2083	SUMINISTROS EOLICOS, S.L.	2.000
PARQUE EOLICO PEÑARADA II	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	PVE-1898	CIA DE IMPLANTACION ENERG.RENOVABLES,S	34.500
PARQUE EOLICO VALDEPERO	FUENTES DE VALDEPERO	PALENCIA	PVE-2066	PROMOCIONES ENERGETICAS DEL BIERZO, S.	18.000
PEÑA MIAN	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	PVE-2307	SUMINISTROS EOLICOS DE NORTE, S.L.	4.620
PEÑARADA I	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	PVE-1718	COMPAÑIA DE IMPLANTACION DE EN.RENOV.	28.500
PICO CORROS	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	PVE-3075	ENERGIA Y RECURSOS AMBIENTALES, S.A.	48.000
RITORAS	AGUILAR DE CAMPOO, ALAR DEL RE	PALENCIA	PVE-2854	GAMESA ENERGÍA, S.A.	46.750
SANTIBAÑEZ	SANTIBAÑEZ DE LA PEÑA	PALENCIA	PVE-2320	AEROGIE IBERICA, S.A.	33.000
TRES PICOS	MAGAZ	PALENCIA	PVE-2318a	GESTION Y MANTENIMIENTO EOLICO DEL NOR	2.400
VALDELUPE	AGUILAR DE CAMPOO	PALENCIA	PVE-3074	ENERGIA Y RECURSOS AMBIENTALES, S.A.	48.000

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

LA SERRIZUELA	GALLEGOS DE SOLMIRON	SALAMANCA	PRE-3461	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, S.A.	5.950
LOS CONCUELOS	SORBUJUELA	SALAMANCA	PRE-3485	EOLICA SORBUJUELA, S.L.	10.200
PE. RUTA DE LA PLAZA	SANCHOTELLO, BEJAR, VALLEJERA	SALAMANCA	PRE-3689	EOLICA SALMANTINA, S.L.	2.300
PE. TISO SANTO	SANTIZ Y PALACIOS DEL ARZOBISP	SALAMANCA	PRE-3690	URBAENERGIA, S.L.	49.500
PARQUE EOLICO CABEZA GORDA	SERRADILLA DEL ARROYO	SALAMANCA	PRE-1891	GAMESA ENERGIA, S.A.	42.500
PARQUE EOLICO MADROÑAL	CIUDAD RODRIGO	SALAMANCA	PRE-2072	GAMESA ENERGIA, S.A.	36.550
SIERRA DE DUEÑA	FRADES DE LA SIERRA, PEDROSIL	SALAMANCA	PRE-3073	AGROELECTRICA TUDELANA, S.A.	38.250
GRADO	AYLLON Y MONTEJO TIERMES	SEGOVIA	PRE-2345	IBERDROLA DIVERSIFICACION, S.A.	36.300
P. E. PIEDRAS DEL ALTO	ALDEANUEVA DE LA SERRIZUELA	SEGOVIA	PRE-1895	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	34.000
PE. LAS LADERAS	MONTEJO DE ARIVALO, RAPARIBIGOS	SEGOVIA	PRE-3680	URBAENERGIA, S.L.	48.000
PARQUE EOLICO CERRO DE LA MIRA	ALDEANUEVA DE LA SERRIZUELA	SEGOVIA	PRE-1893	CORPORACION EOLICA CESA, S.A.	18.480
PARQUE EOLICO DE SEGOVIA	EL ESPINAR	SEGOVIA	PRE-0341	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	26.400
PARQUE EOLICO VILLACASTIN	VILLACASTIN	SEGOVIA	RE-1841	PARQUE EOLICO ALTOS DEL VOLTOVA, S.A.	14.520
AMPLIACION DE TARANQUEÑA	RETORTILLO DE SORIA	SORIA	PRE-2861	GISTON DE ENERGIA NATURAL, S.A.	10.800
AMPLIACION REA	VALDELAGUA DEL CERRO, FUENTEST	SORIA	PRE-2693	DANTAS DE ENERGIAS, S.A.	8.250
AMPLIACION SIERRA DEL CORTADO	TAJAHUERCE, ALMENAR Y PINILLA	SORIA	PRE-2310	PARQUE EOLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	12.000
BORDECORIX NORTH II	VELAMAZAN, CALTOJAR	SORIA	PRE-2836	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, S.A.	31.450
CANALEJAS	MONTEJO TIERMES Y RETORTILLO	SORIA	PRE-2344	IBERDROLA DIVERSIFICACION, S.A.	19.140
CASTIL DE TIERRA	TELJADO	SORIA	PRE-2324	PROMOCIONES ENERGETICAS ECOLOGICAS, S.	38.700
CENTRAL EOLICA DE DEZA	DEZA	SORIA	PRE-1360	ESDRAS AUTOMATICA, S.L.	1.320
EL PULPAL	OLVEGA, HINDROSA DEL CAMPO	SORIA	RE-1204	EOLICA DEL MONCAYO, S.A.	17.250
EL RASERO	AMBRONA - HORNIA	SORIA	PRE-1029	ALTOS DEL RASERO, S.L.	49.500
ESTONCALA	ARIVALO DE LA SIERRA Y LAS ALD	SORIA	PRE-3476	DANTA DE ENERGIAS, S. A.	16.000
HIPERION II	SUELLACARRAS	SORIA	PRE-2695	PRENEAL, S.A.	39.000
HONTALBILLA II	ADRADAS Y BARAONA	SORIA	PRE-2862	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, SAU	37.500
JIMENA	BOROBIA	SORIA	PRE-1710	EOLICA NAVARRA S.L. - GAMESA ENERGIA S.A.	12.540
MORON DE ALMAZAN	MORON DE ALMAZAN Y ADRADAS	SORIA	PRE-3462	GAMESA ENERGIA, S.A.	49.300
OLVEGA NOVIERCAS FASE II	OLVEGA Y NOVIERCAS	SORIA	RE-1113	PARQUE EOLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	13.860
P. E. POBAR	MAGAÑA-CARRASCOA DE LA SIERRA	SORIA	PRE-3315	CIA. EOLICA TIERRAS ALTAS, S.A. (CETASA)	30.600
PE. ONCALA	ONCALA	SORIA	RE-2596	COMPANÍA EOLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	24.750
PE. QUINONERIA I	QUINONERIA	SORIA	PRE-2530	GAMESA ENERGIA, S.A. Y EOLICA NAVARRA	36.550
PE. SIERRA DE COSTANAZO	TORRUBIA Y PORTILLO DE SORIA	SORIA	PRE-2522	GAMESA ENERGIA, S.A. Y EOLICA NAVARRA	32.300
PE. SIERRA DEL CORTADO	TAJAHUERCE, ALMENAR DE SORIA	SORIA	RE-3876	PARQUE EOLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	18.480
PE. TARANQUEÑA	RETORTILLO DE SORIA	SORIA	PRE-2902	GISTON DE ENERGIA NATURAL, S.A.	27.000
PE. ZORRAQUIN	VILLACIERVOS Y GOMMAYO	SORIA	PRE-3116	ENERGIA HIDROELECTRICA DE NAVARRA, S.A.	12.750
PARQUE EOLICO BORDECORIX NORTH	VELAMAZAN, CALTOJAR Y BARCA	SORIA	PRE-1955	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, SAU	49.300
PARQUE EOLICO CERROS DE RADONA	PARAJES EL ESCALON Y LAS NAVAS	SORIA	PRE-0109	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO EL TABLAZO	BERATON Y BOROBIA	SORIA	RE-3033	SISTEMAS ENERGETICOS DEL MONCAYO, S.A.	19.800
PARQUE EOLICO EL TORANZO	CUEVA DE AGREDA Y BOROBIA	SORIA	RE-0344	ECOWIND ENERGY, S.L.	18.000
PARQUE EOLICO EL TORANZO- AMPLIACION	CUEVA DE AGREDA Y BOROBIA	SORIA	RE-0367	ECOWIND ENERGY, S.L.	7.260
PARQUE EOLICO HONTALBILLA	ADRADAS,FRICHILLA DE ALMAZAN	SORIA	PRE-1956	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, SAU	49.300
PARQUE EOLICO LA MATA	ALMALUEZ	SORIA	PRE-0271	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO LAYNA	ARCOS DE JALÓN	SORIA	PRE-0268	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO LOS CAMPILLOS	ALMAZAN, BARCA Y VILLASAYAS	SORIA	PRE-1980	GAMESA ENERGIA, S.A.	49.300
PARQUE EOLICO MEDINACELI	MEDINACELI	SORIA	PRE-0269	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO MOONAZO	MEDINACELI	SORIA	PRE-0267	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO QUEBRADA	MEDINACELI	SORIA	PRE-0270	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO RADONA	PARAJES CUEVA Y MAJADA LOBREGIA	SORIA	PRE-0108	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	24.420
PARQUE EOLICO SIERRA DEL MADERO I	OLVEGA Y NOVIERCAS	SORIA	RE-0956	PARQUE EOLICO SIERRA DEL MADERO SA.	14.850
PARQUE EOLICO TAJAHUERCE	TAJAHUERCE	SORIA	PRE-2086	SINAE, ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE, S.A.	12.000
PARQUE EOLICO VILLACIERVOS	VILLACIERVOS	SORIA	PRE-1853	PROMOCIONES ENERGETICAS ECOLOGICAS, S.	39.600
PLUTON II	SAN PEDRO MANRIQUE	SORIA	PRE-2694	PRENEAL, S.A.	13.500
POZALMURO	POZALMURO	SORIA	RE-0776	NEG MICON IBERICA, S.A.	1.500
QUINONERIA II	QUINONERIA	SORIA	PRE-2325	GAMESA ENERGIA, S.A. Y EOLICA DE NAVARRA	26.350
SIERRA DE HINDEKO	GOMMAYO Y QUINTANA REDONDA	SORIA	PRE-2323	IBERDROLA ENERGIAS RENOVABLES, S.A.U.	39.600
SIERRA DE PELA	RETORTILLO DE SORIA	SORIA	PRE-2342	GISTON DE ENERGIA NATURAL, S.A.	17.100

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

SIERRO	RITORTILLO DE SORIA	SORIA	PRE-2343	IBERDROLA DIVERSIFICACION, S.A.	19.550
SAN LORENZO I	TORRELOBATON	VALLADOLID	PRE-3068	PROYECTOS E INVERSIONES GOVADE, S.A.	49.400
SAN LORENZO II	TORRELOBATON	VALLADOLID	PRE-3069	PROYECTOS E INVERSIONES GOVADE, S.A.	49.400
SAN LORENZO III	TORRELOBATON	VALLADOLID	PRE-3070	PROYECTOS E INVERSIONES GOVADE, S.A.	49.400
DONADO	ESPADANAIDO Y MUELAS DE LOS CAB	ZAMORA	PRE-1786	SOC.GESTION DE RECURSOS ENERGETICOS,S	31.450
EL RECHANO	MAHIDE, VILLADCIERVOS Y RIOFR	ZAMORA	PRE-2697	ENERGIAS RENOVABLES DEL BIERZO, S.L.	34.200
HIDROSO-ACIBEROS	LUBIAN	ZAMORA	PRE-1708	IBERDROLICA HIDROSO-ACIBEROS, S.A.	31.450
LOS MILANOS	FERRERAS ARRIBA-ABAJO, RIOFRI	ZAMORA	PRE-2321	GAMESA ENERGIA, S.A.	49.500
LUBIAN	LUBIAN	ZAMORA	PRE-1709	IBERDROLICA LUBIAN, S.A.	50.000
P.E. AMPLIACION A EL AGUALLAL	LUBIAN Y PIAS	ZAMORA	RE-1813	EOLICA DE SANABRIA, S.L.	24.650
P.E. AMPLIACION A LA GAMONEDA	LUBIAN Y HERMISENDE	ZAMORA	RE-1814	EOLICA DE SANABRIA, S.L.	29.750
P.E. AMPLIACION DE LABRADAS	VILLAGERIZ Y FUENTE ENCALADA	ZAMORA	PRE-3119	GAMESA ENERGIA, S.A.	5.950
P.E. AMPLIACION DE LABRADAS II	VILLAFERRUÑA, ARRABALDE	ZAMORA	PRE-3307	GAMESA ENERGIA, S.A.	12.750
P.E. CINSIHO	LUBIAN HERMISENDE Y RIQUILZO	ZAMORA	PRE-2069	PARQUE EOLICO CINSIHO, S.L.	12.000
PE. FONTELA	LUBIAN	ZAMORA	PRE-3677	IBERDROLICA, S.A.	50.000
PE. IRENE	SAN JUSTO	ZAMORA	PRE-2525	SOAD. GESTORA DE P. EOLICOS DE ZAMORA	33.750
PE. MARIA DEL CARMEN	ROSINOS DE LA RIQUEJADA	ZAMORA	PRE-2526	SOAD. GESTORA DE P. EOLICOS DE ZAMORA	49.500
PE. MONTAMARTA	MONTAMARTA, PALACIOS DEL PAN	ZAMORA	PRE-3684	SOAD. GESTORA PARQUES EOLICOS ZAMORA	35.200
PE. PEÑA REDONDA	JUSTIL	ZAMORA	PRE-2524	SOAD. GESTION DE RECURSOS ENERGETICOS	49.500
PE. POLEIRO	LUBIAN	ZAMORA	PRE-3678	IBERDROLICA, S.A.	50.000
PE. ROSINOS	ROSINOS DE LA RIQUEJADA	ZAMORA	PRE-2523	SOAD. GESTORA DE P. EOLICOS DE ZAMORA	24.420
PE. VALMEDIANO	TABARA Y PARAMONTANOS DE TABAR	ZAMORA	RE-1639	SISTEMAS ENERGETICOS TABARA, S.A.	34.000
PADORNELO	LUBIAN	ZAMORA	PRE-1707	IBERDROLICA PADORNELO, S.A.	31.450
PARQUE EOLICO LA GAMONEDA	LUBIAN Y HERMISENDE	ZAMORA	RE-2623	EOLICA DE SANABRIA, S.L.	19.800
PARQUE EOLICO ALTO CAMPANARO	FERRERUELA	ZAMORA	PRE-0571	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO ALTO DE LA MORERUELA	MORERUELA TABARA,POZUEL, TABARA	ZAMORA	PRE-0574	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO ALTO DEL SIERRO	LOSACIO,OLMILLOS CASTRO	ZAMORA	PRE-0582	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO CERRO CUMBRE	CERRO CUMBRE,FERRERUELA	ZAMORA	PRE-0577	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO CUMBRE ALTO	SIERRA DE SESNANDEZ	ZAMORA	PRE-0573	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO EL AGUALLAL	LUBIAN Y PIAS	ZAMORA	RE-2624	EOLICA DE SANABRIA, S.L.	11.880
PARQUE EOLICO EL RECHANO	CIMAYO, MAHIDE	ZAMORA	PRE-0576	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO EL SISTRAL	PIAS	ZAMORA	RE-2625	CORPORACION EOLICA DE ZAMORA, S.L.	8.500
PARQUE EOLICO FONTANO	SIERRA MOLINO,PERILLA DE CASTR	ZAMORA	PRE-0575	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO FRANCISCA I	VEGA DEL CASTILLO Y ESPADANAIDO	ZAMORA	PRE-2075	GEZA, S.A.	33.000
PARQUE EOLICO LABRADAS	VILLAFERRUÑA, ARRABALDE	ZAMORA	RE-1270	SISTEMAS ENERGETICOS LABRADAS, S.A.	23.800
PARQUE EOLICO LOS CAÑOS	LOS CAÑOS S.CEBRIAN DE CASTRO	ZAMORA	PRE-0584	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	29.700
PARQUE EOLICO NEREA	REQUEJO Y PEDRALBA	ZAMORA	PRE-2085	GEZA, S.L.	41.250
PARQUE EOLICO PEÑA CHARRA	BODRIO,MANZANAL ARRIBA	ZAMORA	PRE-0581	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO PEÑA LA CAMPANA	PEÑACASAL,FERRERAS DE ABAJO	ZAMORA	PRE-0583	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	39.600
PARQUE EOLICO PEÑA LA ROMAREDA	SIERRA CULEBRA,TABARA,FERRERUE	ZAMORA	PRE-0572	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO PEÑAS ALTAS	SIERRA CULEBRA,FERRERAS ARRIBA	ZAMORA	PRE-0579	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO PEÑEDO DE LA ENCINA	SIERRA CULEBRA,PUEBLA SANABRIA	ZAMORA	PRE-0578	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO SAN CIPRIAN	LUBIAN Y HERMISENDE	ZAMORA	RE-2626	CORPORACION EOLICA DE ZAMORA, S.L.	17.850
PARQUE EOLICO SIERRA DE LAS CAVERNAS	PARAMONTANOS DE TABARA	ZAMORA	PRE-0526	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	49.500
PARQUE EOLICO SIERRA DE ROLDANA	OLMILLOS DE CASTRO	ZAMORA	PRE-0527	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	29.700
PARQUE EOLICO VALMEDIANO	MONTE VALMEDIANO,OLMILLOS CAST	ZAMORA	PRE-0580	ENERGIAS EOLICAS EUROPEAS, S.A.	44.880
PEÑA MIRA	MANZANAL, FIGUERUELA Y MAHIDE	ZAMORA	PRE-2322	GAMESA ENERGIA, S.A.	36.550

Referencias

- [1] Web de información meteorológica <https://weatherspark.com>
- [2] Red eléctrica española <http://www.ree.es/es/>
- [3] Proyecto de Fin de Grado Ángel Ramos (ICAI)
- [4] Web eólica <http://www.infoeolica.com>
- [5] Red eléctrica española <http://www.ree.es/es/>
- [6] Red eléctrica española <http://www.ree.es/es/>
- [7] Red eléctrica española <http://www.ree.es/es/>
- [8] Diputación Ávila <http://www.diputacionavila.es/biodiversidad/pdf/biomasa.pdf>
- [9] Diputación Ávila <http://www.diputacionavila.es/biodiversidad/pdf/biomasa.pdf>
- [10] Ayuntamiento de Ávila
- [11] Eurostat <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [12] Eurostat <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [13] Universidad Católica de Perú
<http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/quimica/article/viewFile/5547/5543>
- [14] Alter NRG group <http://www.alternrg.com>
- [15] Plasco Energy group <http://plascotechnologies.com>
- [16] Materiales renovados
- [17] Asignatura de Termodinámica, Universidad Pontificia Comillas
- [18] Toyota <https://www.toyota.es/world-of-toyota/articles-news-events/new-toyota-mirai.json>
- [19] Areima <http://www.ariema.com/index.php/es/>
- [20] Departamento de física y química I.E.S. Valle del Saja

- [21] Pilas de combustible <http://www.energiasrenovablesinfo.com/hidrogeno/pilas-combustibles-tipos/>
- [22] Estudio IPC Funcas
- [23] Modelos de aerogeneradores <https://www.aeolica.org/es/>
- [24] IDAE <http://www.idae.es>
- [25] Proyecto de Fin de Grado Almudena Valenciano (ICAI)
- [26] IDAE <http://www.idae.es>

Bibliografía

- Apuntes de la asignatura de Termodinámica (ICAI).
- Manual de renovables del IDAE.
- Estudio IPC Funcas abril 2018.
- Plasma arc gasification of municipal solid waste, Louis J. Circeo (Georgia Tech).
- Recuperación energética de los residuos urbanos, agrícolas y forestales, Julio Montes Ponce de León.
- La energía en España 2016, Ministerio de energía, turismo y agenda digital.
- La situación de los bosques y el sector forestal en España, Sociedad española de ciencias forestales.
- Guía de valorización energética de residuos, Comunidad de Madrid.
- Santa Rita Jail smart grid, General services agency.
- El tratamiento de residuos con plasma, Materiales renovados.
- Gasificación por plasma de Westinghouse, Westinghouse plasma corporation.
- El sistema eléctrico español, REE.
- Pilas de combustible PEM, José Javier Martínez Sánchez.
- Proyecto de fin de grado Ángel Ramos.
- Las energías renovables, Junta de Castilla y León.

