



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

ESTUDIO DE UNA MICRORRED PARA SATIFACER LA DEMANDA ELÉCTRICA EN TORO

Autor: Sara Sánchez Turner
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio 2014

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN

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

El autor D. Sara Sánchez Turner, como alumna de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra PROYECTO FIN DE CARRERA: ESTUDIO DE UNA MICRORRED PARA SATISFACER LA DEMANDA ELÉCTRICA EN TORO¹, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

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 y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* (*con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, 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, 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.

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

¹ Especificar si es una tesis doctoral, proyecto fin de carrera, proyecto fin de Máster o cualquier otro trabajo que deba ser objeto de evaluación académica

- (a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- (b) Reproducir la 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 y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.²
- (d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.³

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

- a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.
- 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. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).
- d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

² En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

³ En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

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:

a) Deberes del repositorio Institucional:

- 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.

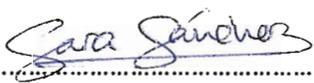
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a ...10... de junio..... de 2014

ACEPTA

Fdo..... 

Proyecto realizado por el alumno/a:

Sara Sánchez Turner

Fdo.: Sara Sánchez

Fecha: 09 / 06 / 2014

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Julio Montes Ponce de León

Fdo.: Julio Montes Ponce de León

Fecha: 9 / 6 / 2014

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra

Fdo.:

Fecha: / /

ESTUDIO DE UNA MICRORRED PARA SATISFACER LA DEMANDA ELÉCTRICA EN LA POBLACIÓN DE TORO

Autor: Sara Sánchez Turner

Director: Julio Montes Ponce de León

RESUMEN DEL PROYECTO

Actualmente en España se ha impulsado fuertemente la implantación de determinadas energías renovables impulsadas por un sistema de retribución mediante primas a la generación. En particular, se han introducido las energías eólica y fotovoltaica, fuentes de energía no gestionables, mientras que otras formas no gestionables se han dejado de lado. Las energías eólica y fotovoltaica causan problemas en la red debido a su aleatoriedad y dificultades en la coordinación de la demanda.

Una forma razonable de introducir las energías renovables es a través de las microrredes en donde la demanda puede estar próxima a la generación.

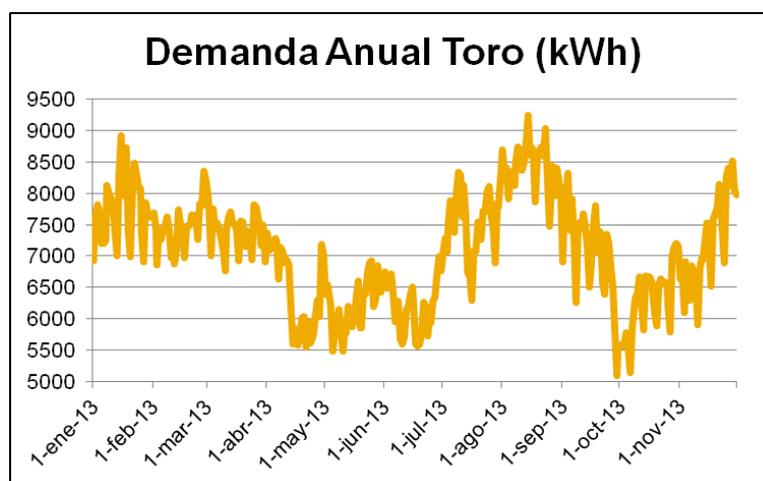
Las microrredes son sistemas eléctricos de generación distribuida que satisfacen la demanda de una zona reducida de forma independiente a la red principal. Son redes de baja tensión capaces de integrar de un modo automatizado, eficiente y sostenible el comportamiento y acciones de los consumidores.

Cuando la microrred no pueda suministrar la electricidad demandada mediante la generación de sus instalaciones, podrá comprar electricidad de la red principal. De la misma forma, en caso de exceso de producción, podrá vender electricidad a la red.

Por lo tanto, el objetivo de este proyecto es el estudio de la implantación de una microrred que sea económica y gestionable en la población de Toro (Zamora). Esta red inteligente debe aprovechar todos los recursos naturales de la zona para la producción de electricidad y debe satisfacer la demanda de la población sin necesidad de obtener electricidad de la red principal. Para complementar las fuentes de energía no gestionables, tendrá gran importancia la instalación de una planta de gasificación por

plasma como fuente renovable gestionable. Funcionará con los residuos producidos en la zona para producir hidrógeno almacenable que se emplea en pilas de combustible.

En primer lugar, se realiza un estudio de la demanda eléctrica de la población que se va a suministrar a partir de la microrred. Toro es una población muy pequeña de 9.750 habitantes, por lo que la demanda eléctrica no alcanza valores altos. La compañía distribuidora de la zona ha proporcionado los datos de demanda máxima diarios del año 2013 que se muestran en la gráfica siguiente.



El valor máximo de electricidad demandada en el año 2013 es 9.240 kWh. Esto supone que con la microrred se debe poder suministrar en todo momento al menos esta electricidad de forma gestionable.

En la microrred se hará uso de las instalaciones renovables ya existentes en los alrededores de Toro. La zona de Toro dispone ya de parques eólicos, plantas solares fotovoltaicas y minicentrales hidráulicas, todas ellas no gestionables. Se han estudiado para conocer su aportación a la red; en particular, se ha estudiado la capacidad instalada y la electricidad producida en un año.

Los tres parques eólicos existentes que se han estudiado son: Villalazán (4,98 MW), La Vega I y II (10,00 MW) y Montamarta (22,40 MW).

Se dispone de cuatro plantas fotovoltaicas: parque solar María de Molina (2,5 kW), parque solar El Palo (30,0 kW), parque solar Santa Olaya (100,0 kW) y parque solar Ruales (1.500,0 kW).

Hay en funcionamiento tres centrales minihidráulicas: la minicentral hidráulica Toro (4,00 MW), minicentral hidráulica San José (4,80 MW) y las minicentrales hidráulicas Herrero I y II (1,53 MW).

En la siguiente tabla se agrupa la capacidad instalada y la producción anual estimada de cada fuente de generación renovable no gestionable.

	Capacidad Instalada	Producción Anual
Eólica	37.380,0 kW	42,487 GWh
Fotovoltaica	1.632,5 kW	2,192 GWh
Minihidráulica	10.330,0 kW	43,499 GWh

Una vez conocidas las características de la eólica, fotovoltaica y minihidráulica se procede al estudio de la planta de gasificación por plasma.

La planta de gasificación por plasma se va a emplear junto con pilas de combustible para producir electricidad de forma gestionable a partir de los residuos que se producen en la zona de Toro. Se aprovecha de esta forma la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU) producidos diariamente por la población y los residuos producidos en la elaboración del vino Denominación de Origen Toro.

El proceso consiste en la disociación molecular de la componente orgánica de los residuos para producir un gas de síntesis compuesto principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono que se acondicionará para obtener hidrógeno en su estado más puro posible. Además, se aprovechará el calor del gas de síntesis en un ciclo de Rankine para producir electricidad adicional.

Para el diseño de la planta se realiza un estudio de los residuos de la zona. Según datos obtenidos de la Diputación de Zamora, se recogen de media 16,21 toneladas diarias de

residuos en la zona de Toro. En cuanto a residuos vinícolas, se recogen durante los meses de la poda, febrero y marzo, 11.842 toneladas de residuos. Estos conservan sus características durante seis meses. Por lo tanto, se almacenarán y se alimentará diariamente junto con los RSU a la planta de gasificación por plasma durante los seis meses del año que se conserven.

Tras este estudio se ha optado por dimensionar la planta de gasificación por plasma con capacidad de procesar 25 toneladas al día.

Durante los meses de enero, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre la planta trabajará con 16,21 toneladas de residuos de media al día y durante los demás meses funcionará a plena carga, 25 toneladas de RSU y residuos vinícolas; se diferencian ambas épocas del año como Época I y Época II para los meses de sólo RSU y los de RSU más residuos vinícolas respectivamente.

En la época I se procesa un caudal de 675,41 kg/h y en la época II 1.042,67 kg/h.

Para conocer el potencial de esta instalación, se ha realizado un balance de masa y energía del cual se obtienen los siguientes resultados: en la época I se producen 66,29 kg/h y en la época II, 102,25 kg/h de hidrógeno. Esto supone poder producir a partir de las pilas de combustible 24,56 GWh en un año. Este método tiene la gran ventaja de que se puede almacenar el hidrógeno para emplear en las pilas de combustible cuando sea necesario, es decir, cuando las otras fuentes de producción no suministren suficiente electricidad para satisfacer la demanda de la población.

A través del ciclo de Rankine se pueden generar 890,36 MWh que se aprovechan en parte para cubrir el consumo de la planta de gasificación y el secado de los residuos antes de introducirlos en el convertidor de plasma.

Por último, es necesario realizar el estudio económico de la microrred y comprobar que se puede obtener electricidad a menor coste que comprándola de la red principal. Para ello se realiza el estudio del coste de producción a partir de cada fuente. Se evalúa la inversión inicial, que se amortiza en 25 años, y los costes anuales de explotación de cada planta.

Se obtienen los costes presentados en la siguiente tabla.

Eólica	0,0535 €/kWh
Fotovoltaica	0,1520 €/kWh
Minihidráulica	0,0072 €/kWh
Pilas de Combustible	0,0651 €/kWh
Ciclo de Rankine	0,1030 €/kWh

Se obtiene un precio ponderado medio de 0,076 €/kWh. Comparándolo con la Tarifa de Último Recurso (TUR), 0,151 €/kWh, se concluye que el precio de la microrred es más competitivo que el del sistema nacional. Esto se debe principalmente a que en la microrred no se incluyen los cargos adicionales que se incluyen en el TUR de primas de régimen especial, costes de transporte, etc.

En definitiva, se puede concluir que resulta eficiente y económico instalar una microrred a partir de energías renovables para suministrar la electricidad de una zona reducida.

STUDY OF A MICRO-GRID TO SATISFY POWER DEMAND IN TORO

Lately, in Spain, the implantation of certain renewable energies has been encouraged by a reward system of bonuses to generation from these technologies. In particular, photovoltaic and wind technologies have been introduced, which are not manageable, while others that are manageable have been set aside. Wind and photovoltaic generation systems cause problems to the grid because their production is uncertain and it makes it difficult to coordinate with the demand.

A reasonable way to introduce renewable energies is through a micro-grid in which demand can be close to generation.

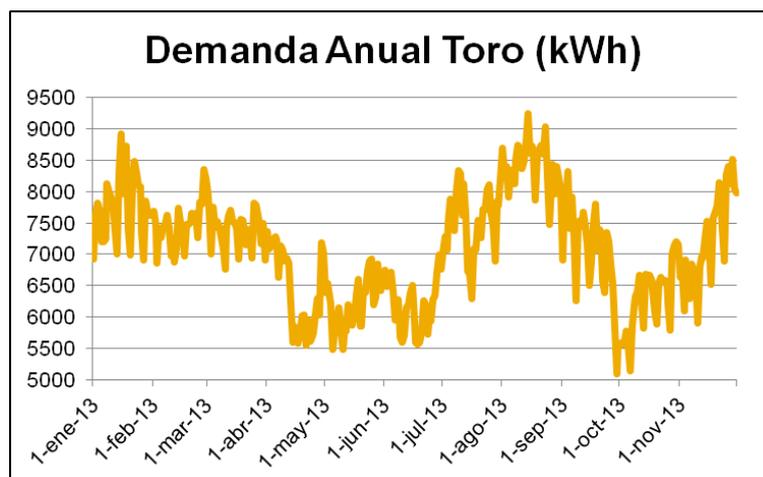
Micro-grids are electric systems of distributed generation that supply the demand of a reduced area independently of the general grid. They are low voltage supply systems

that are capable of integrating the behavior and actions of consumers in an automated, efficient and sustainable way.

Whenever the micro-grid is not able to supply the demanded electricity through its generation systems, it can buy electricity from the general grid. In the same way, it can sell any excess of electricity to it.

So, the objective of this project is to study the implementation of an economic and manageable micro-grid in Toro. This smart grid will use all the natural resources in the area to produce electricity and must satisfy the power demand of the city and surroundings without need of electricity from the general grid. The installation of a plasma gasification plant as a manageable renewable energy will be of great importance for the system. It will work with the residues produced in the area to obtain hydrogen that can be stored and used in fuel cells.

In the first place, a study of the power demand in Toro that is going to be supplied by the micro-grid needs to be done. Toro is a small city, with a population of just 9.750, so its demand doesn't ascend to high values. The distributor company in the area provided the details of the demand during a year. These details are shown in the following graph.



The maximum power demanded during the year 2013 was 9.240 kWh. This means that the micro-grid should be able to supply at least this amount at all times with its manageable resources.

The micro-grid will include the existing renewable energy installations in the Toro area in its system. The area already includes some wind plants, solar photovoltaic plants and mini-hydraulic plants, all non manageable. They have been studied to know they contribution to the network. Particularly, their installed capacity and the production during a year have been studied.

The wind plants that are included and studied are: Villalazán (4,98 MW), La Vega I and II (10,00 MW) and Montamarta (22,40 MW).

There are four photovoltaic plants: Solar park María de Molina (2,5 kW), solar park El Palo (30,0 kW), solar park Santa Olaya (100,0 kW) and the solar park Ruales (1.500,0 kW).

The mini-hydraulic plants that are working in the area are: mini-hydraulic power plant Toro (4,00 MW), mini-hydraulic power plant San José (4,80 MW) and mini-hydraulic Herrero I y II (1,53 MW).

In the following table the installed capacity and the estimated production of each energy source.

	Installed Capacity	Annual Production
Wind	37.380,0 kW	42,487 GWh
Photovoltaic	1.632,5 kW	2,192 GWh
Mini-hydraulic	10.330,0 kW	43,499 GWh

Once the characteristics of wind, solar and hydraulic production is known, the plasma gasification system is studied.

The plasma gasification plant is going to be used with the fuel cells to produce electricity in a manageable way from the residues produced in the Toro area. The plant will take advantage of the municipal solid waste (MSW) produced by the population each day and the residues obtained in the production of the wine “Denominación de Origen Toro”.

The process consists on the molecular dissociation of the organic component of the residues to produce a synthesis gas mainly composed by hydrogen and carbon monoxide that will be conditioned to hydrogen in the purest possible form. Also, the heat contained in the synthetic gas will be taken advantage of in a Rankine cycle to produce additional electricity.

For the design of the plant a study of the residues produced in the area has been done. According to the “Diputación of Zamora”, an average of 16,21 tons are picked up daily. And in the case of residues from the production of wine, during pruning season, February and March, there are 11.842 tons of residues collected. These later conserve their characteristics during six months. The wine residues are stored and conserved to feed the plant daily during those six months.

After this study, the plasma gasification plant chosen for the micro-grid is one that processes 25 ton/day.

During January, August, September, October, November and December, the plant will work with 16,21 MSW average tons per day, and during the remaining months, it will process 25 tons/day of MSW and wine residues. To differentiate between both seasons, Season I of 16,21 tons/day and Season II of 25 tons/day are defined.

During season I, the plant works with 675,41 kg/h and during season II it works with 1042,67 kg/h.

Now, to estimate the power capacity of the plant, a mass and energy balance has been done and the following results are obtained. During season I, 66,29 kg/h are produced and during season II, 102,25 kg/h are produced. This translates in a possible electricity generation of 24,56 GWh in a year. This method has the great advantage that the hydrogen can be stored to use un the fuel cells whenever needed, this is, when the other production sources are not generating enough energy to meet the demand in Toro.

Through the Rankine cycle 890,36 MWh can be generated. These are used partly to cover the consumption of the plant and dry the waste before introducing it into the plasma converter.

Finally, an economic study of the micro-grid is done to make sure that the electricity obtained through it is cheaper than the one obtained through the general grid. To do this, the cost of production of each energy source is studied and estimated. The initial investment and the yearly cost of operation and maintenance are estimated for each generation plant. The following costs are obtained.

Wind	0,0535 €/kWh
Photovoltaic	0,1520 €/kWh
Mini-hydraulic	0,0072 €/kWh
Fuel Cells	0,0651 €/kWh
Rankine Cycle	0,1030 €/kWh

The average price obtained is 0,076 €/kWh. Comparing it with the “Tarifa de Último Recurso” (TUR), 0,151 €/kWh, the cost of the electricity produced in the micro-grid is cheaper than the one from the general grid. This is mainly due to the added charges in the cost of the general grid prices that the micro-grid doesn't have.

With this, we can conclude that introducing the renewable energies through a micro-grid is for efficient and economic than including it in the general system.



Índice de la memoria

Parte I Memoria	7
Capítulo 1 Introducción	9
1.1 Motivación del proyecto	9
1.2 Objetivos	11
1.3 Recursos / herramientas empleadas	12
Capítulo 2 Situación Actual Energética	13
2.1 Sistema Energético Español	13
2.2 Situación Actual	13
2.3 Situación de las Renovables en España	15
2.4 Precio de la Electricidad en España	19
Capítulo 3 Microrredes	23
3.1 Definición de Microrred	23
Capítulo 4 Situación de Toro	27
4.1 Población de Toro	27
4.2 Demanda Eléctrica	27
4.2.1 Demanda Enero	28
4.2.2 Demanda Febrero	30
4.2.3 Demanda Marzo	32
4.2.4 Demanda Abril	34
4.2.5 Demanda Mayo	36
4.2.6 Demanda Junio	38
4.2.7 Demanda Julio	40
4.2.8 Demanda Agosto	42



4.2.9 Demanda Septiembre.....	44
4.2.10 Demanda Octubre	46
4.2.11 Demanda Noviembre	48
4.2.12 Demanda Anual	50
4.3 Recursos Existentes.....	51
4.4 Recursos Disponibles	52
4.4.1 Residuos Sólidos Urbanos	52
4.4.2 Residuos de la Producción Vinícola	54
Capítulo 5 Energías Renovables ya Instaladas en la zona	57
5.1 Energía Fotovoltaica	57
5.1.1 Introducción Energía Fotovoltaica.....	57
5.1.2 Energía Fotovoltaica en Toro	59
5.1.2.1 Parque solar María de Molina	61
5.1.2.2 Parque solar El Palo	61
5.1.2.3 Parque solar Santa Olaya	62
5.1.2.4 Parque solar Ruales.....	62
5.2 Energía Eólica	63
5.2.1 Introducción Energía Eólica	63
5.2.2 Energía Eólica en Toro	64
5.2.2.1 Parque Eólico Villalazán.....	65
5.2.2.2 Parque eólico La Vega I y II	67
5.2.2.3 Parque eólico Montamarta	69
5.3 Producción Hidráulica.....	71
5.3.1 Introducción Energía hidráulica.....	71
5.3.2 Generación Minihidráulica en Toro.....	73
5.3.2.1 Central Minihidráulica Toro	73
5.3.2.2 Central Minihidráulica San José	74
5.3.2.3 Central Minihidráulica Herreros I y II	75
Capítulo 6 Planta de gasificación por plasma.....	79
6.1 Tratamiento de Gasificación por Plasma.....	79
6.1.1 Introducción	79
6.1.2 Proceso.....	79
6.1.2.1 Alimentación.....	80



6.1.2.2 Disociación.....	81
6.1.2.3 Enfriamiento.....	84
6.1.2.4 Filtrado.....	86
6.1.2.5 Neutralización/Limpieza.....	86
6.2 Ventajas e Inconvenientes.....	87
6.2.1 Comparación con incineración.....	87
6.2.2 Ventajas.....	88
6.2.3 Desventajas.....	89
6.3 Tratamiento de los residuos de Toro.....	89
6.3.1 Residuos en Toro.....	89
6.3.2 Aprovechamiento de los Residuos.....	90
6.3.3 Ciclo de Rankine.....	97
Capítulo 7 Pilas de Combustible.....	101
7.1 Introducción.....	101
7.2 Funcionamiento de las Pilas de Combustible.....	101
7.3 Tipos de pilas de Combustible.....	103
7.3.1 Pilas de membrana de intercambio protónico (PEMFC):.....	103
7.3.2 Pilas alcalinas (AFC):.....	103
7.3.3 Pilas de ácido fosfórico (PAFC):.....	103
7.3.4 Pilas de carbonatos fundidos (MCFC):.....	104
7.3.5 Pilas de óxidos sólidos (SOFC):.....	104
7.4 Almacenamiento del hidrógeno.....	106
7.5 Selección de la Pila de Combustible.....	108
Capítulo 8 Conjunto de la microrred.....	109
8.1 Integración en la microrred.....	109
Parte II Estudio Económico de la Microrred.....	111
Capítulo 1 Estudio Económico de las distintas Fuentes de Generación....	113
1.1 Estudio Económico de la Energía Eólica.....	114
1.1.1 Inversión Inicial.....	114
1.1.2 Costes de Explotación.....	115
1.1.3 Costes de los distintos parques eólicos.....	116



1.1.3.1 Parque Eólico Villalazán.....	116
1.1.3.2 Parque Eólico La Vega I y II	117
1.1.3.3 Parque Eólico Montamarta.....	117
1.1.4 Coste de los Parques Eólicos	118
1.2 Estudio Económico de la Energía Fotovoltaica	119
1.2.1 Coste Parque Solar María de Molina.....	120
1.2.2 Coste Parque Solar El Palo	120
1.2.3 Coste Parque Solar Santa Olaya	120
1.2.4 Coste Parque Solar Ruales.....	121
1.3 Estudio Económico de Energía Minihidráulica	122
1.4 Estudio Económico de la Planta de Gasificación por Plasma y Pilas de Combustible	124
1.4.1 Costes Planta de Gasificación por Plasma	124
1.4.2 Costes de las Pilas de Combustible.....	125
1.4.3 Coste de Ciclo de Rankine.....	125
Capítulo 2 Estudio Económico del conjunto de la Microrred	127
2.1 Resumen de las diferentes renovables.....	127
2.2 Evaluación económica Conjunta de la microrred.....	128
Bibliografía/Netgrafía.....	131



Índice de figuras

Figura 2.1 Balance eléctrico 2013	14
Figura 2.2 Potencia instalada 2013.....	14
Figura 2.3 Cobertura de la demanda 2013	15
Figura 2.4 Evolución Energías Renovables	16
Figura 2.5 Evolución de la producción neta del régimen especial.....	17
Figura 2.6 Evolución del mix energético español.....	18
Figura 2.7 Horas de operación equivalente del régimen especial.....	19
Figura 2.8 Precios medios de electricidad doméstica.....	20
Figura 2.9 Precios medios de electricidad industrial.....	21
Figura 3.1 Sistema convencional de red.....	24
Figura 3.2 Microrred	25
Figura 4.1 Composición de Residuos Sólidos Urbanos [3].....	52
Figura 4.2 Planta de transferencia de Toro [4].....	53
Figura 4.3 Superficie de producción de vino D.O. Toro.....	54
Figura 5.1 Proceso de obtención de energía solar fotovoltaica.....	57
Figura 5.2 Evolución potencia fotovoltaica en España	58
Figura 5.3 Mapa Irradiación Solar Media Diaria en España.....	59
Figura 5.4 Horas equivalentes solares.....	59
Figura 5.5 Irradiación en la zona de Zamora (Toro).....	60
Figura 5.6 Producción Anual y Tasa de Variación	63



Figura 5.7 Mapa Eólico Castilla y León.....	65
Figura 5.8 Aerogenerador del parque eólico Villalazán.....	66
Figura 5.9 Curva Característica de Generador GAMESA	66
Figura 5.10 Aerogeneradores del parque eólico La Vega	67
Figura 5.11 Curva Característica VESTAS 3 MW	68
Figura 5.12 Curva Característica de VESTAS 2 MW.....	68
Figura 5.13 Aerogeneradores de parque eólico Montamarta	69
Figura 5.14 Curva Característica ECOTECNIA 1600W	70
Figura 5.15 Funcionamiento Central Hidráulica.....	72
Figura 5.16 Evolución potencia instalada hidráulica	73
Figura 5.17 Minicentral hidráulica Toro (Fuente: Confederación Hidrográfica del Duero).....	74
Figura 5.18 Minicentral hidráulica San José (Fuente: Confederación Hidrográfica del Duero).....	75
Figura 5.19 Minicentral hidráulica Herreros (Fuente: Confederación Hidrográfica del Duero).....	76
Figura 5.20 Tiempo de arranque para hidráulica desde que se abre paso de agua	77
Figura 6.1 Proceso de gasificación por plasma	80
Figura 6.2 Formación del plasma.....	81
Figura 6.3 Etapas en la formación del plasma.....	82
Figura 6.4 Ejemplo de vasija.....	83
Figura 6.5 Ciclo de Rankine.....	85
Figura 6.6 Diferencia entre gasificación por plasma e incineración.....	88
Figura 6.7 Balance para meses sin residuos vinícolas.....	93
Figura 6.8 Balance para meses con residuos vinícolas	94
Figura 6.9 Esquema Ciclo de Rankine	98
Figura 7.1 Funcionamiento de una pila de combustible.....	102



Figura 7.2 Comparativa de las diferentes pilas de combustible	105
Figura 1.1 Distribución de costes en un proyecto de una planta de generación..	113
Figura 1.2 Porcentajes de costes de la inversión inicial	114
Figura 1.3 Distribución de Costes Anuales	115
Figura 1.4 Costes de Inversión y Operación de Minihidráulica	122



Índice de tablas

Tabla 2.1 Precios de la electricidad para uso doméstica	20
Tabla 2.2 Precios de electricidad para uso industrial	21
Tabla 4.1 Demanda máxima diaria Enero	28
Tabla 4.2 Demanda máxima diaria Febrero	30
Tabla 4.3 Demanda máxima diaria Marzo	32
Tabla 4.4 Demanda máxima diaria Abril	34
Tabla 4.5 Demanda máxima diaria Mayo	36
Tabla 4.6 Demanda máxima diaria Junio	38
Tabla 4.7 Demanda máxima diaria Julio	40
Tabla 4.8 Demanda máxima diaria Agosto	42
Tabla 4.9 Demanda máxima diaria Septiembre	44
Tabla 4.10 Demanda máxima diaria Octubre	46
Tabla 4.11 Demanda máxima diaria Noviembre	48
Tabla 5.1 Producción Solar	62
Tabla 5.2 Producción de Eólica	70
Tabla 5.3 Producción Minihidráulica	76
Tabla 6.1 Composición Típica del Gas de Síntesis	84
Tabla 6.2 Composición del Gas de Síntesis en kg/h	84
Tabla 6.3 Composición Final del Gas de Síntesis	87



Tabla 6.4 Composición, caudal y poder calorífico de RSU	91
Tabla 6.5 Composición, caudal y poder calorífico de RSU y residuos vinícolas .	92
Tabla 6.6 Cantidad de hidrógeno producido mensualmente	96
Tabla 6.7 relación masa hidrógeno – energía	97
Tabla 6.8 Características del ciclo de Rankine usando solo RSU en la planta	98
Tabla 6.9 Características del ciclo de Rankine usando RSU y residuos vinícolas	99
Tabla 6.10 Generación del Ciclo de Rankine	100
Tabla 7.1 Eficiencia de los tipos de pilas de combustible	105
Tabla 7.2 Eficiencias volumétricas y másicas de los métodos de almacenamiento de hidrógeno	107
Tabla 8.1 Capacidad Instalada y Producción Anual de cada fuente	109
Tabla 1.1 Costes de inversión de Villalazán	116
Tabla 1.2 Costes de explotación de Villalazán	116
Tabla 1.3 Costes de Inversión La Vega I y II	117
Tabla 1.4 Costes de explotación de La Vega I y II	117
Tabla 1.5 Coste de Inversión de Montamarta	118
Tabla 1.6 Costes de Explotación de Montamarta	118
Tabla 1.7 Costes Totales Eólica	118
Tabla 1.8 Costes totales solar fotovoltaica	121
Tabla 1.9 Capacidad Instalada y Producción Minihidráulicas	122
Tabla 1.10 Costes de las Minihidráulicas	123
Tabla 1.11 Costes Totales Minihidráulica	123
Tabla 1.12 Costes anuales de la planta de gasificación por plasma	124
Tabla 1.13 Costes Pilas de Combustible	125
Tabla 1.14 Costes del Ciclo de Rankine	126
Tabla 2.1 Comparativa Costes de Producción	127



Índice de gráficos

Gráfico 4.1 Demanda Enero	29
Gráfico 4.2 Demanda Febrero	31
Gráfico 4.3 Demanda Marzo	33
Gráfico 4.4 Demanda Abril	35
Gráfico 4.5 Demanda Mayo	37
Gráfico 4.6 Demanda Junio	39
Gráfico 4.7 Demanda Julio	41
Gráfico 4.8 Demanda Agosto	43
Gráfico 4.9 Demanda Septiembre	45
Gráfico 4.10 Demanda Octubre	47
Gráfico 4.11 Demanda Noviembre	49
Gráfico 4.12 Demanda Anual Toro	50
Gráfico 4.13 Máximas de cada mes	51
Gráfico 2.1 Comparativa costes de distintas fuentes	128
Gráfico 2.2 Reparto de Costes de la Factura Eléctrica	129



Parte I MEMORIA



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Introducción



Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En los últimos años, en España se ha impulsado fuertemente la implantación de determinadas energías renovables, eólica y solar en particular, por un sistema de retribución mediante primas a la generación en régimen especial. Esto ha supuesto gran inversión en implantación de estas energías renovables por todo el país. Pero existe el problema de que estas no son gestionables. Son impredecibles, dependen completamente de las condiciones meteorológicas y no se puede disponer de ellas cuando se necesitan para cubrir la demanda, sino cuando están disponibles. Así ha hecho falta instalar centrales de generación de respaldo con potencia equivalente para poder satisfacer la demanda en los momentos en los que no estén funcionando las renovables. La existencia de las centrales de respaldo ha supuesto una gran inversión que no se está amortizando ya que sólo funcionan una pequeña porción del tiempo. Además, no resulta razonable conectar un generador de 5 o 10 MW no gestionables a la red eléctrica actual de miles de megavatios, esta cantidad resulta insignificante comparada con la electricidad volcada a la red. También, estos centros de generación se suelen encontrar lejos de los centros de consumo por lo que se consecuentemente existe pérdida de energía en el transporte de electricidad. Toda esta implantación de renovables no gestionables ha encarecido el coste de la energía eléctrica en España, siendo actualmente el coste de la electricidad en España de los más caros en Europa.

Una forma razonable de introducir las energías renovables en el país es a través las microrredes en donde la demanda puede estar próxima a la generación. Habría que implantar conjuntamente y de forma racional las energías renovables no



gestionables y las gestionables en la microrred. Es muy importante incluir las renovables gestionables además de las no gestionables ya que de esta forma sí se podrá controlar la generación y se dispondrá de máxima potencia cuando sea necesaria para satisfacer la demanda de un determinado momento. A través de las redes inteligentes se podrá predecir de forma más precisa el consumo y adaptar la producción a la demanda reduciendo así la excesiva potencia instalada.

Por lo tanto, hace falta encontrar una forma viable de implementar las energías renovables en su conjunto de forma eficiente, gestionable y económica en el sistema eléctrico. Además, ahora mismo el sistema eléctrico español depende fuertemente de las energías no renovables que necesitan combustibles para su funcionamiento, normalmente costosos e importados, así que con este sistema se podrá reducir la dependencia de la materia prima exterior para generación de electricidad además de emplear unas nuevas fuentes renovables que son mejores para el medio ambiente.

Por otro lado, con este proyecto se aprovechan los residuos sólidos producidos en una población como materia prima para producir electricidad a través de la planta de biomasa con tratamiento mediante **gasificación por plasma**. Esto supone gran beneficio, porque se produce electricidad de forma renovable y económica y se reducen los residuos considerablemente. En esta tecnología se produce un gas de síntesis compuesto principalmente por hidrógeno que se puede almacenar y emplear en pilas de combustible o motores de combustión interna cuando sea necesaria la generación de electricidad por este método. Es decir, cuando la producción de energía eólica, fotovoltaica y minihidráulica no sean suficientes para cubrir la demanda o cuando haya picos de demanda que no se puedan cubrir por las anteriores, estará disponible el hidrógeno para producir electricidad. La electricidad no se puede almacenar, pero el hidrógeno sí.



En definitiva, este proyecto busca la forma de implantar las energías renovables de forma racional a través de una microrred conectada a la red centralizada en la cual se genere electricidad únicamente a partir de recursos naturales. Estos recursos son el agua, sol, viento y gasificación por plasma de residuos orgánicos. Es importante destacar la necesidad e importancia de la utilización de los residuos orgánicos producidos por distintos medios (residuos sólidos urbanos, residuos vinícolas...) para emplear su parte orgánica y poder obtener energía a través de la gasificación por plasma. De esta forma se podrán utilizar los recursos naturales de forma gestionable. Se podrá cubrir la demanda máxima cuando sea necesaria gracias a la gasificación por plasma mientras que no se podría conseguir por energía eólica o solar al no poder controlarlas.

Es razonable realizar el estudio de una microrred en un centro poblacional pequeño como Toro, Zamora. En las proximidades existen ya instalaciones de generación a partir de energías renovables que se pueden incluir en la microrred a estudiar. Hay parques eólicos, plantas solares y minicentrales hidráulicas. Y gracias a la producción de vino, se dispondrá de gran cantidad de residuos producidos en la producción vinícola además de los residuos sólidos urbanos para poder implantar una planta de gasificación por plasma que harán que la microrred sea gestionable y pueda cubrir la potencia máxima demandada.

1.2 OBJETIVOS

El principal objetivo del proyecto es estudiar la viabilidad de una microrred que sea económica y gestionable donde la demanda pueda estar próxima a la generación. Esta red inteligente debe aprovechar todos los recursos naturales de la proximidad de la población de Toro y tiene que ser capaz de satisfacer la demanda de esta población en todo momento sin necesidad de obtener energía de la red centralizada (aunque estará conectada a ella por si se diera el caso de que fuera necesaria).



Para abarcar este objetivo principal, hay que comenzar por analizar otros objetivos mas pequeños:

- Estudiar la población y zona de Toro, instalaciones de generación existentes y recursos que se pueden emplear.
- Obtener datos sobre la demanda actual en Toro. Importante conocer la demanda máxima que se debe poder cubrir únicamente con la planta de gasificación por plasma.
- Estudiar la forma de implantar todas las energías renovables conjuntamente de forma racional y razonable en una microrred.
- Estudiar la instalación de una central de gasificación por plasma de residuos que esté conectada a la microrred. Hará falta conocer la cantidad de residuos que se producen en la población y en sus proximidades.
- Hacer estudio económico de la microrred y las instalaciones que la componen para obtener una red lo más rentable posible.

1.3 RECURSOS / HERRAMIENTAS EMPLEADAS

Los recursos empleados son, datos de demanda en Toro, datos de centrales renovables de la zona, datos de residuos, información sobre el planta de gasificación por plasma y pilas de combustible o motores de combustión interna.



Capítulo 2 SITUACIÓN ACTUAL ENERGÉTICA

2.1 SISTEMA ENERGÉTICO ESPAÑOL

Los ejes fundamentales de la política energética europea y española son la seguridad de suministro, el respeto por el medio ambiente y la competitividad económica. La competitividad económica además ha tenido que afrontar numerosos retos, el consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado que la media europea, elevada dependencia energética del exterior por la importación de los recursos energéticos, y elevadas emisiones de gases de efecto invernadero [29].

En los últimos años, la respuesta a los retos del contexto energético español se ha centrado en potenciar la liberación y fomentar la transparencia de los mercados, el desarrollo de las infraestructuras energéticas y la promoción del ahorro y la eficiencia energética, así como de las energías renovables [29].

2.2 SITUACIÓN ACTUAL

Este apartado muestra tablas y gráficos para reflejar la situación actual en la que se encuentra España. Los datos más recientes que se disponen son de finales del año 2013.

El balance eléctrico anual del año 2013 se muestra en la figura 2.1. En ella se puede ver la producción total anual proveniente de cada fuente de energía. En ella se muestra como más de la mitad de la electricidad generada proviene de fuentes

no renovables. Aquí se ve reflejada la dependencia del exterior ya que algunos de los recursos necesarios para su funcionamiento son importados del exterior.

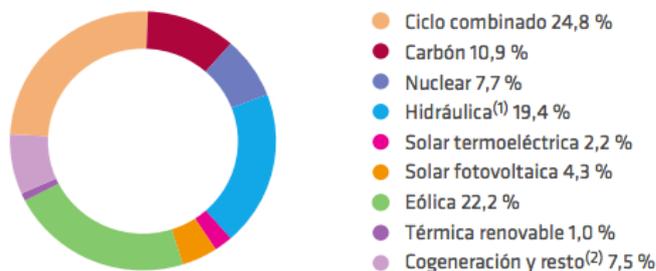
Balance eléctrico anual	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	34.205	75,8	0	-	34.205	75,8
Nuclear	56.378	-8,3	-	-	56.378	-8,3
Carbón ⁽¹⁾	39.792	-27,3	2.591	-11,9	42.384	-26,5
Fuel/gas ⁽²⁾	-	-	6.981	-7,4	6.981	-7,4
Ciclo combinado	25.409	-34,2	3.574	-8,8	28.983	-31,8
Régimen ordinario	155.785	-10,6	13.147	-8,7	168.932	-10,4
Consumos en generación	-6.241	-20,9	-771	-9,3	-7.012	-19,8
Hidráulica	7.095	52,8	3	-	7.098	52,8
Eólica	53.926	12,0	375	1,8	54.301	12,0
Solar fotovoltaica	7.982	1,9	415	12,6	8.397	2,4
Solar termoeléctrica	4.554	32,2	-	-	4.554	32,2
Térmica renovable	5.011	5,6	9	11,4	5.020	5,6
Térmica no renovable	32.048	-4,3	260	-5,1	32.309	-4,3
Régimen especial	110.616	8,1	1.062	4,1	111.679	8,1
Generación neta	260.160	-3,2	13.438	-7,8	273.598	-3,4
Consumos bombeo	-5.769	14,9	-	-	-5.769	14,9
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾⁽⁴⁾	-1.266	-	1.266	-	0	-
Intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-6.958	-37,9	-	-	-6.958	-37,9
Demanda (b.c.)	246.166	-2,3	14.704	-2,9	260.870	-2,3

Figura 2.1 Balance eléctrico 2013

(Fuente: REE)

Por otro lado, la potencia instalada de cada fuente de generación a finales del 2013 se muestra en la figura 2.2.

Potencia instalada a 31 de diciembre del 2013 (102.281 MW)



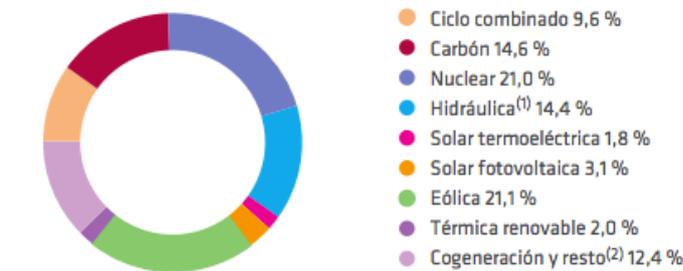
(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW). (2) Incluye fuel-gas y térmica no renovable.

Figura 2.2 Potencia instalada 2013

(Fuente: REE)

En la figura 2.3 se tiene un gráfico de los porcentajes de la cobertura de demanda de energía eléctrica de 2013. En este gráfico se observa lo mismo que en la figura 2.1, la producción dominante es a partir de nuclear y carbón. Se ve también la importancia que ha tenido la generación eólica en el último año cubriendo más de un quinto de la producción.

Cobertura de la demanda de energía eléctrica peninsular 2013⁽¹⁾



(1) No incluye la generación de bombeo. (2) Incluye fuel-gas y térmica no renovable.

Figura 2.3 Cobertura de la demanda 2013

(Fuente: REE)

Comparando las figuras 2.2 y 2.3 se puede deducir que la capacidad instalada y la producción de una fuente de energía no están relacionadas. Por ejemplo, mientras que se tiene un cuarto de potencia instalada de ciclo combinado, a la hora de producir mediante esta tecnología solo se cubre un 9,6% de la demanda.

2.3 SITUACIÓN DE LAS RENOVABLES EN ESPAÑA

En España ya se ha dejado atrás la fase de lanzamiento de las energías renovables y está en la fase de consolidación y desarrollo.

Se cuenta con un marco sólido normativo que apoya a las energías renovables. Se han integrado el régimen especial y se ha creado un sistema de retribución para las



instalaciones de energías renovables que han fomentado su instalación. Como resultado de esta política de apoyo, en los últimos años el crecimiento del régimen especial ha sido considerable. En cuanto al papel de las renovables en la generación eléctrica, su contribución al consumo final bruto también ha aumentado notablemente. En la figura 2.4 se muestra un gráfico que muestra la evolución de todas las energías renovables en los últimos años. En la figura 2.5 se ve la evolución de la producción neta del régimen especial.

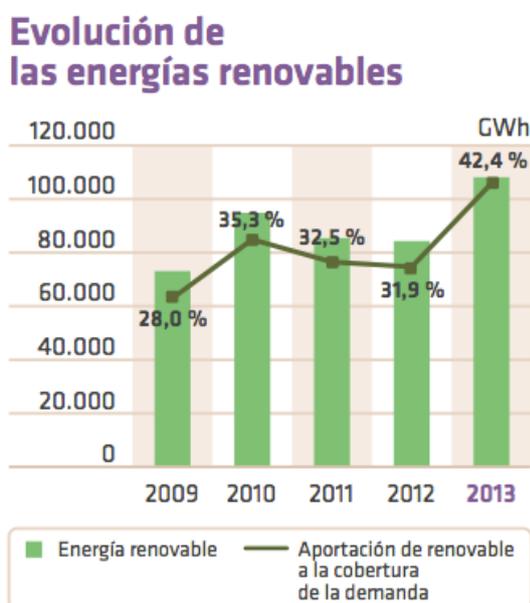


Figura 2.4 Evolución Energías Renovables

(Fuente: REE)



Evolución de la producción neta del régimen especial

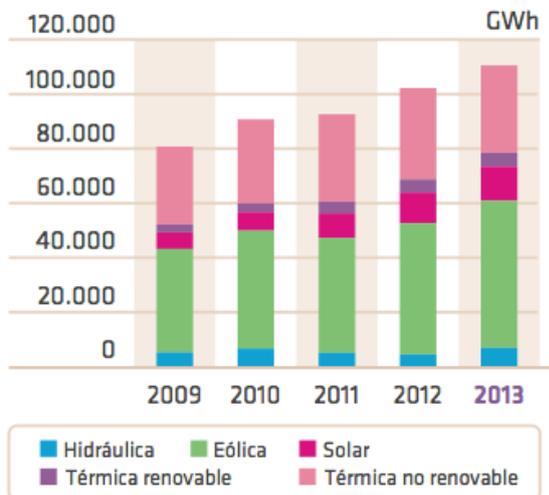


Figura 2.5 Evolución de la producción neta del régimen especial

(Fuente: REE)

Otra figura ilustrativa de la situación energética se muestra en la figura 2.6. Evalúa la evolución del mix energético español incluyendo tanto régimen especial como ordinario. Se observa cómo han aumentado el ciclo combinado, la eólica y la solar fotovoltaica en los últimos años mientras que las energías más tradicionales, nuclear, carbón e hidráulica, se han mantenido constantes durante los últimos años.

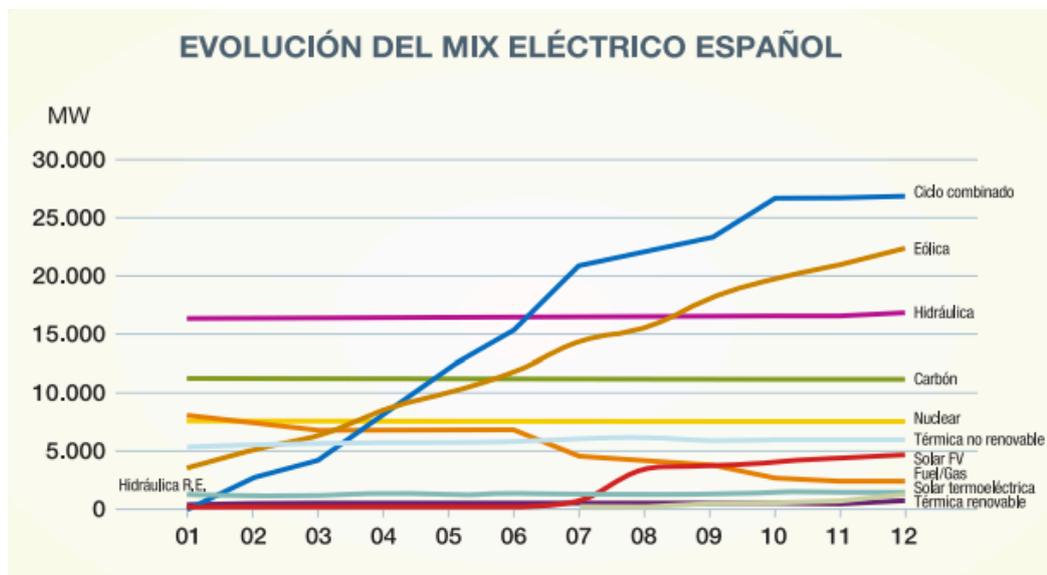


Figura 2.6 Evolución del mix energético español

Como las energías renovables de régimen especial dependen de factores como el viento o el sol, no van a estar en funcionamiento y produciendo constantemente sino que depende su producción de las horas de viento, sol o agua disponibles, habrá que tener en cuenta el tiempo que están produciendo. Para tener una idea de la producción del régimen especial, se muestra en la figura 2.7 las horas equivalentes de funcionamiento a máxima carga de cada energía renovable.

Se ve que mientras que las tecnologías que trabajan con residuos o biomasa pueden funcionar mayor número de horas porque son más constantes y controlables, las que funcionan a partir de recursos naturales como la eólica, fotovoltaica o hidráulica funcionan muchas menos horas equivalentes.

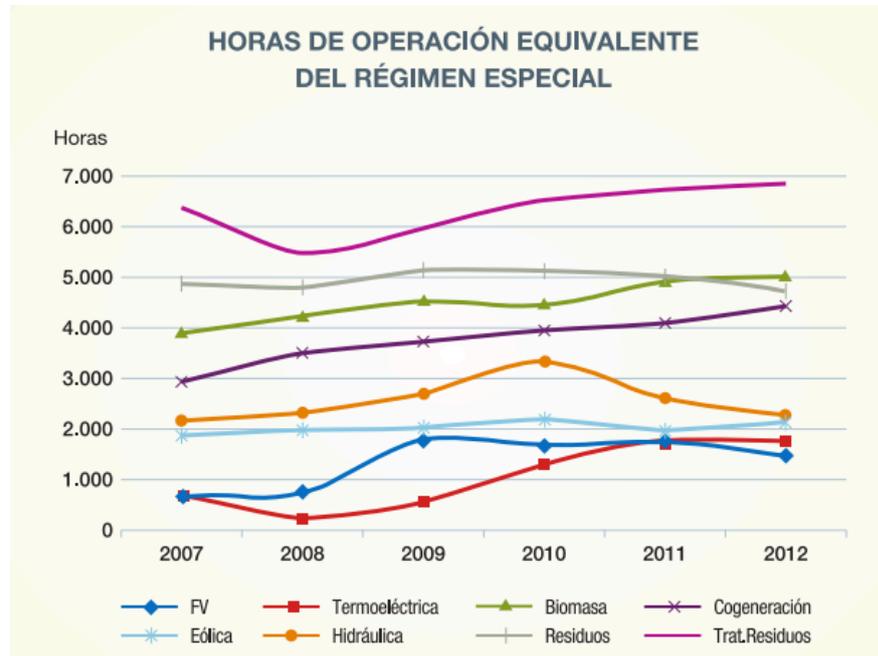


Figura 2.7 Horas de operación equivalente del régimen especial

2.4 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Para tener una idea de los precios de la electricidad en España en comparación con los del resto de países de la Unión Europea se presentan las figuras 2.8 y 2.9 junto con las tablas 2.1 y 2.2 mostrando el precio medio de la electricidad para uso doméstico y para uso industrial [30].

Se puede ver que los precios de la electricidad en España son de los más altos en comparación con el resto de países europeos.

Con el estudio de la microrred se busca poder producir electricidad que abastezca a la población de Toro a un precio más razonable que el actual contando únicamente con energías de régimen especial.



Electricity prices for household consumers (€/kWh)		
	geotime 2010	
	European Union (EU27)	12,23
1	Cyprus	15,97
2	Ireland	15,89
3	Belgium	15,49
4	Luxembourg	14,33
5	Austria	14,31
6	Spain	14,17
7	Germany	13,81
8	UK	13,21
9	Slovakia	12,77
10	Netherlands	12,66
11	Sweden	11,95

Electricity prices for household consumers (€/kWh)		
12	Denmark	11,68
13	Czech Republic	11,08
14	Portugal	10,93
15	Slovenia	10,57
16	Poland	10,49
17	Finland	9,98
18	Greece	9,75
19	Lithuania	9,55
20	Latvia	9,54
21	France	9,22
22	Romania	8,56
23	Estonia	6,95
24	Bulgaria	6,75

Tabla 2.1 Precios de la electricidad para uso doméstica

(Fuente: ANAE)

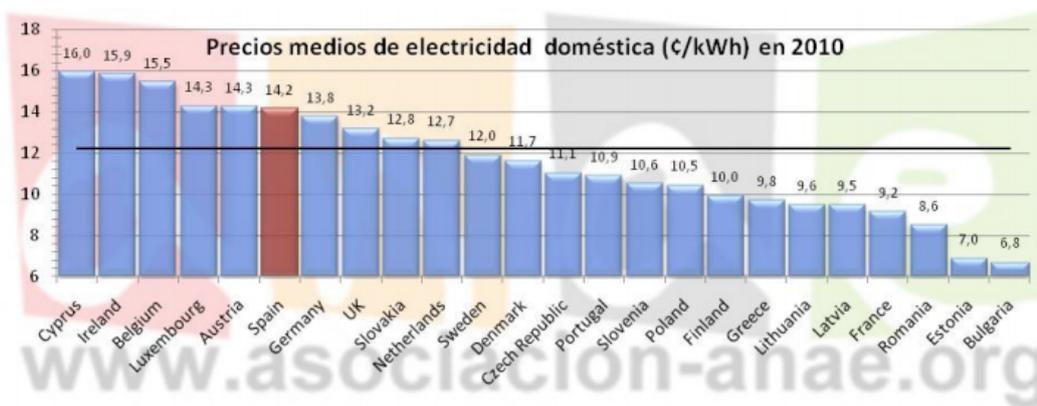


Figura 2.8 Precios medios de electricidad doméstica

(Fuente: ANAE)



Electricity prices for industrial consumers (€/kWh)			
	geotime 2010		
	European Union (EU27)		9,18
1	Cyprus		14,83
2	Slovakia		11,61
3	Ireland		11,18
4	Spain		11,1
5	Czech Republic		10,22
6	Lithuania		9,91
7	Luxembourg		9,56
8	UK		9,47
9	Belgium		9,43
10	Poland		9,29
11	Slovenia		9,26
12	Germany		9,21
13	Portugal		8,96
14	Latvia		8,9
15	Greece		8,55
16	Netherlands		8,53
17	Romania		8,5
18	Denmark		8,48
19	Sweden		8
20	France		6,87
21	Finland		6,67
22	Bulgaria		6,39
23	Estonia		5,73

Tabla 2.2 Precios de electricidad para uso industrial

(Fuente: ANAE)



Figura 2.9 Precios medios de electricidad industrial





Capítulo 3 MICRORREDES

3.1 DEFINICIÓN DE MICRORRED

Una microrred es un sistema eléctrico de generación distribuida que satisface la demanda de una zona reducida conectado a un sistema eléctrico mayor pero que funciona de forma independiente. Las redes eléctricas inteligentes son redes de media o baja tensión capaces de integrar de un modo automatizado, eficiente y sostenible el comportamiento y acciones de todos los agentes conectados a ellas: generadores, distribuidores y consumidores.

Hasta ahora, el modelo eléctrico se ha basado en grandes centrales de generación lejos del consumidor y una relación unidireccional como se muestra en la Figura 3.1. Con la microrred se pasará a un sistema en el que hay generación distribuida que está cerca del consumo y tiene una relación bidireccional como se muestra en la Figura 3.2.

Estas microrredes presentan varios beneficios. Se mejora la eficiencia energética, se reduce el coste energético, se minimizan las pérdidas eléctricas y favorece la utilización de energías renovables. También se reducirá la cantidad y concentración de emisiones a la atmósfera dada la gran contribución de las energías renovables.

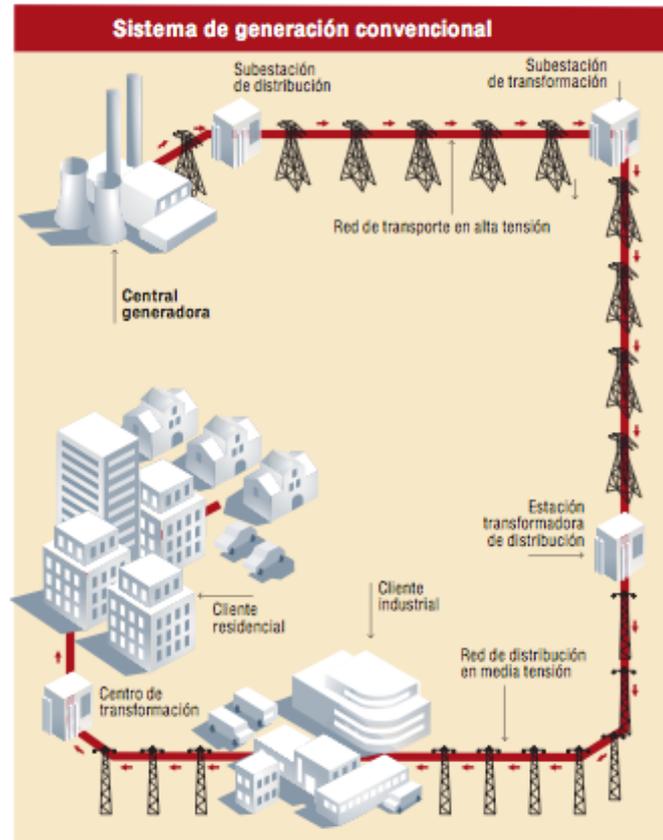


Figura 3.1 Sistema convencional de red

(Fuente: Fundación Gas Natural Unión Fenosa)

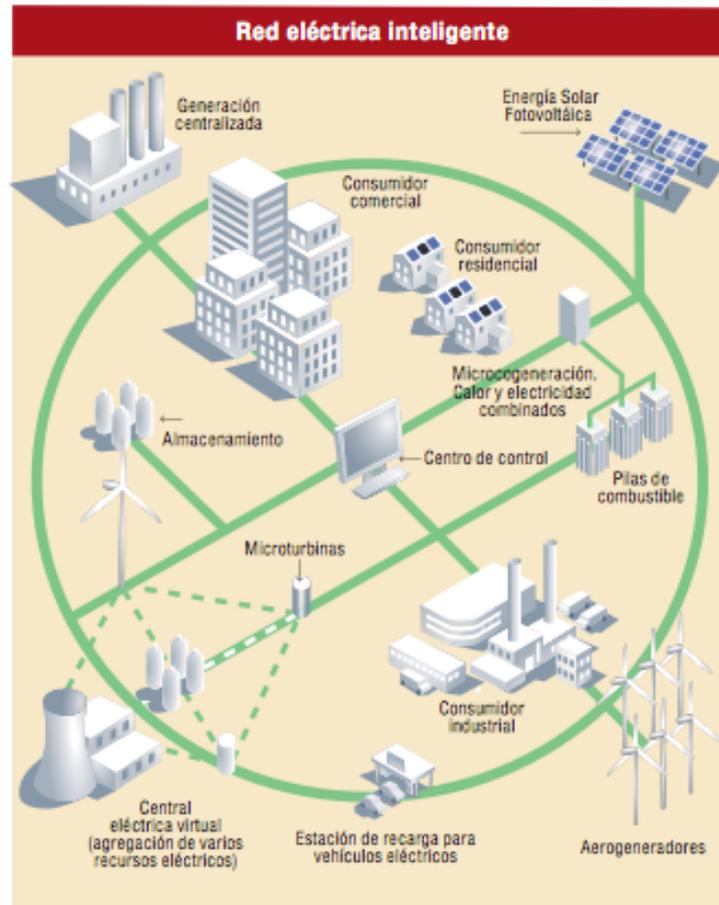


Figura 3.2 Microrred

(Fuente: Fundación Gas Natural Unión Fenosa [2])

La aparición de las energías renovables ha dado lugar a la posibilidad de generación distribuida ya que con estas redes se pueden introducir las renovables de forma más eficiente. Permitirá el aumento del número y tipo de generadores que se conecten a las redes, por lo que los procedimientos y requisitos de conexión a la red se simplificarán y normalizarán. Las microrredes hacen posible gestionar la complejidad creada por la dispersión y la intermitencia de las renovables no gestionables [2].





Capítulo 4 SITUACIÓN DE TORO

4.1 POBLACIÓN DE TORO

Toro es una ciudad situada al este de la provincia de Zamora que cuenta con una población de unos 9750 habitantes. La ciudad está situada a orillas del río Duero, que lo atraviesa de oeste a este. La ciudad cuenta con gran producción de vino ya que da origen al vino de Denominación de Origen de Toro que produce unos 90.525 hectolitros por temporada. Cuenta con un clima continental, con abundantes horas de sol. Según los datos obtenidos de la velocidad del viento, la media del viento de la zona es de unos 5 km/h [6].

4.2 DEMANDA ELÉCTRICA

Para poder hacer el análisis de la microrred que suministre a la población de Toro es importante y necesario conocer la demanda eléctrica de la zona que hay que cubrir. Será importante conocer la demanda máxima ya que es la que hay que tener disponible en todo momento con la fuente de energía renovable gestionable, la planta de biomasa. Conociendo esta se podrá dimensionar la planta que genera energía a partir del hidrogeno producido por la gasificación por plasma para suplir las intermitencias en la generación renovable: eólica, fotovoltaica y minihidráulica y cubrir la demanda suponiendo el peor de los casos posibles en el que no hay generación a partir de las otras fuentes renovables.

Existe una subestación de transformación en Toro que dispone de dos transformadores para suministrar a la población de Toro y alrededores. Los datos de la demanda se han obtenido de Iberdrola, responsable de la subestación de



transformación de Toro se muestran en las siguientes tablas y gráficas. Estos datos son las medias máximas diarias de electricidad demandada del año 2013.

4.2.1 DEMANDA ENERO

En la siguiente tabla se muestra los datos obtenidos del mes de Enero de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 15 de enero alcanzando la demanda 8920 kWh.

Día	Demanda
01 enero	6920
02 enero	7650
03 enero	7820
04 enero	7690
05 enero	7200
06 enero	7210
07 enero	7250
08 enero	8120
09 enero	8010
10 enero	7920
11 enero	7800
12 enero	7390
13 enero	7010
14 enero	8300
15 enero	8920
16 enero	8030
17 enero	7960
18 enero	8730
19 enero	7410
20 enero	6990
21 enero	7990
22 enero	8490
23 enero	8310
24 enero	8090
25 enero	8070
26 enero	7360
27 enero	6910
28 enero	7850
29 enero	7680
30 enero	7630
31 enero	7650

Tabla 4.1 Demanda máxima diaria Enero



A continuación, en la gráfica 4.1 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 15 de enero.

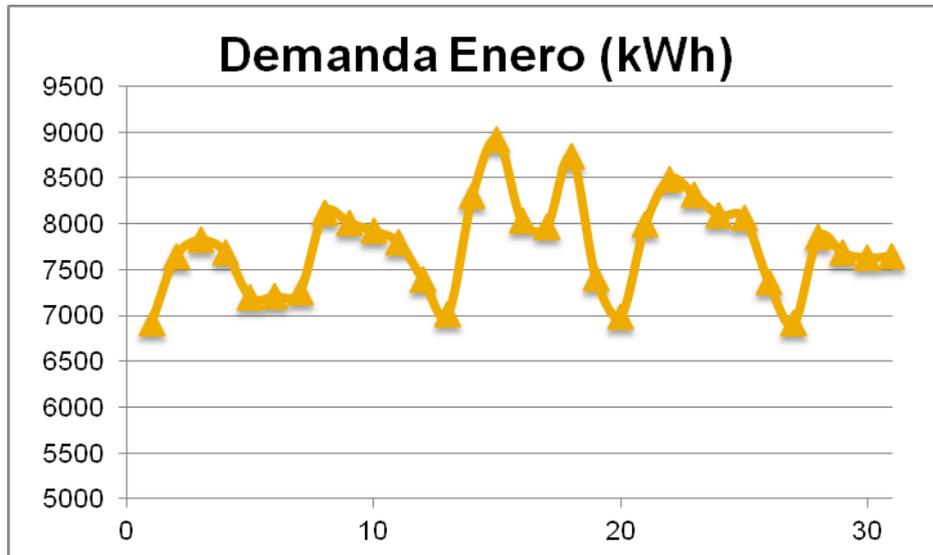


Gráfico 4.1 Demanda Enero



4.2.2 DEMANDA FEBRERO

En la tabla 4.2 se muestran los datos obtenidos del mes de Febrero de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 27 de febrero alcanzando la demanda un máximo de 8350 kWh.

Día	Demanda
01 febrero	7690
02 febrero	7460
03 febrero	6860
04 febrero	7420
05 febrero	7270
06 febrero	7450
07 febrero	7480
08 febrero	7620
09 febrero	7410
10 febrero	6980
11 febrero	7250
12 febrero	6870
13 febrero	7090
14 febrero	7730

15 febrero	7510
16 febrero	7410
17 febrero	6970
18 febrero	7470
19 febrero	7480
20 febrero	7510
21 febrero	7660
22 febrero	7600
23 febrero	7660
24 febrero	7260
25 febrero	7830
26 febrero	7800
27 febrero	8350
28 febrero	8200

Tabla 4.2 Demanda máxima diaria Febrero



A continuación, en la gráfica 4.2 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 27 de febrero.

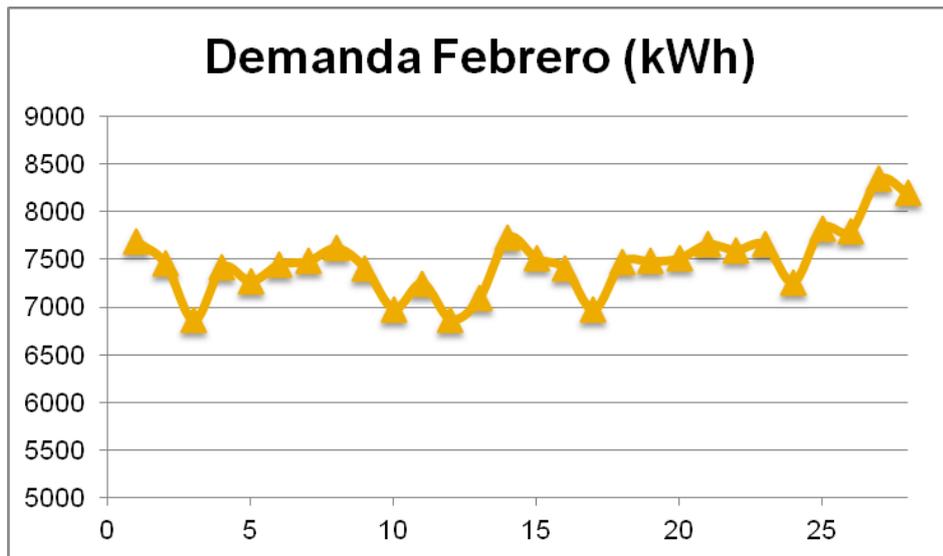


Gráfico 4.2 Demanda Febrero



4.2.3 DEMANDA MARZO

En la siguiente tabla 4.3 se muestran los datos obtenidos del mes de Marzo de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 1 de marzo alcanzando la demanda 7970 kWh.

Día	Demanda
01 marzo	7970
02 marzo	7720
03 marzo	7010
04 marzo	7760
05 marzo	7430
06 marzo	7520
07 marzo	7450
08 marzo	7270
09 marzo	7090
10 marzo	6760
11 marzo	7430
12 marzo	7600
13 marzo	7710
14 marzo	7520
15 marzo	7510
16 marzo	7420
17 marzo	6930
18 marzo	7560
19 marzo	7550
20 marzo	7450
21 marzo	7160
22 marzo	7400
23 marzo	7300
24 marzo	6950
25 marzo	7820
26 marzo	7790
27 marzo	7600
28 marzo	7520
29 marzo	7170
30 marzo	7490
31 marzo	6910

Tabla 4.3 Demanda máxima diaria Marzo



A continuación, en la gráfica 4.3 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 1 de marzo.

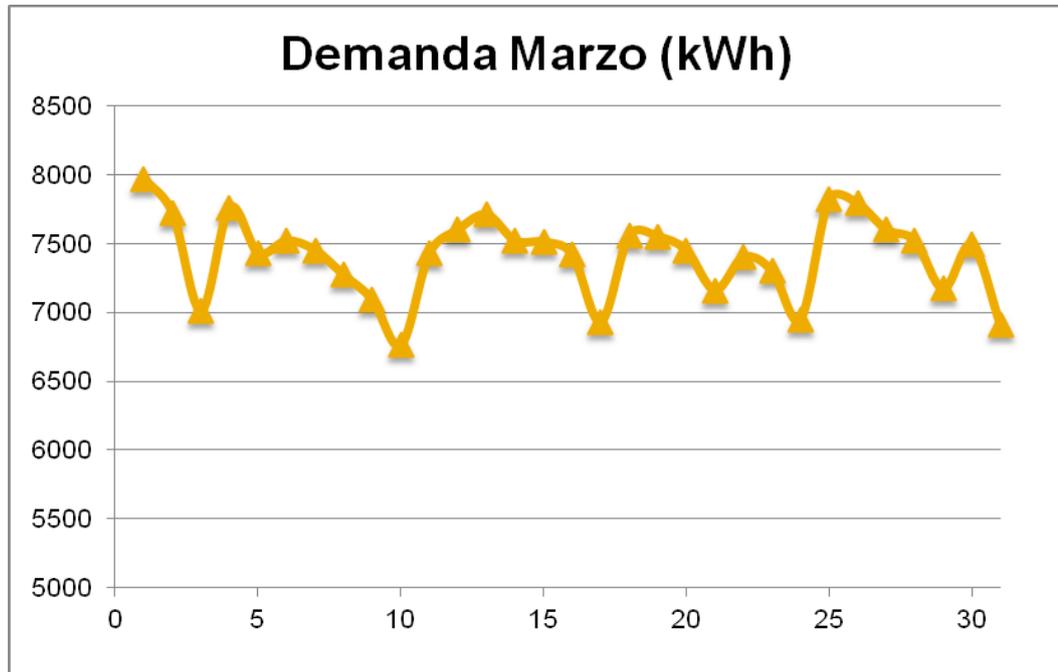


Gráfico 4.3 Demanda Marzo



4.2.4 DEMANDA ABRIL

En la siguiente tabla 4.4 se muestran los datos obtenidos del mes de Abril de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 1 de abril alcanzando la demanda 7370 kWh.

Día	Demanda
01 abril	7370
02 abril	7090
03 abril	7150
04 abril	7230
05 abril	7280
06 abril	7230
07 abril	6630
08 abril	7130
09 abril	7080
10 abril	6900
11 abril	6950
12 abril	6860
13 abril	6200
14 abril	5590
15 abril	5860
16 abril	5710
17 abril	5580
18 abril	5740
19 abril	6020
20 abril	6030
21 abril	5540
22 abril	5950
23 abril	5620
24 abril	5640
25 abril	5740
26 abril	6040
27 abril	6290
28 abril	6040
29 abril	7180
30 abril	7030

Tabla 4.4 Demanda máxima diaria Abril



A continuación, en la gráfica 4.4 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 1 de abril.

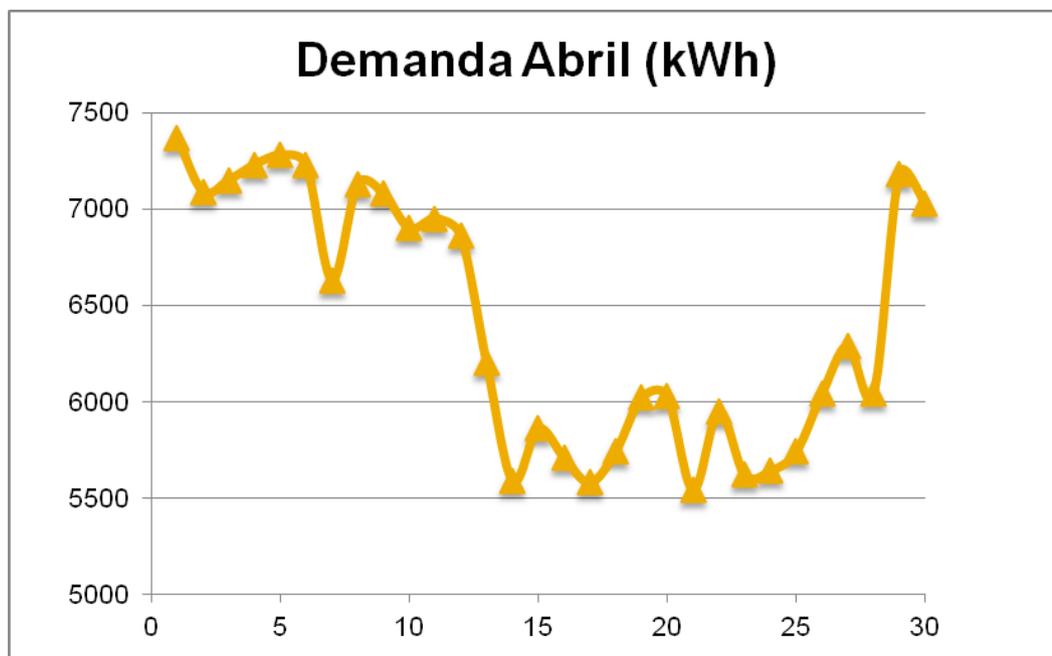


Gráfico 4.4 Demanda Abril



4.2.5 DEMANDA MAYO

En la siguiente tabla 4.5 se muestran los datos obtenidos del mes de Mayo de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 25 de mayo alcanzando la demanda 6920 kWh.

Día	Demanda
01 mayo	6390
02 mayo	6540
03 mayo	6430
04 mayo	6220
05 mayo	5480
06 mayo	5800
07 mayo	5960
08 mayo	6150
09 mayo	5780
10 mayo	5490
11 mayo	5860
12 mayo	5770
13 mayo	6200
14 mayo	6100
15 mayo	5870
16 mayo	6020
17 mayo	6340
18 mayo	6610
19 mayo	5860
20 mayo	5850
21 mayo	6430
22 mayo	6390
23 mayo	6730
24 mayo	6890
25 mayo	6920
26 mayo	6200
27 mayo	6310
28 mayo	6840
29 mayo	6650
30 mayo	6420
31 mayo	6660

Tabla 4.5 Demanda máxima diaria Mayo



A continuación, en la gráfica 4.5 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 25 de mayo.

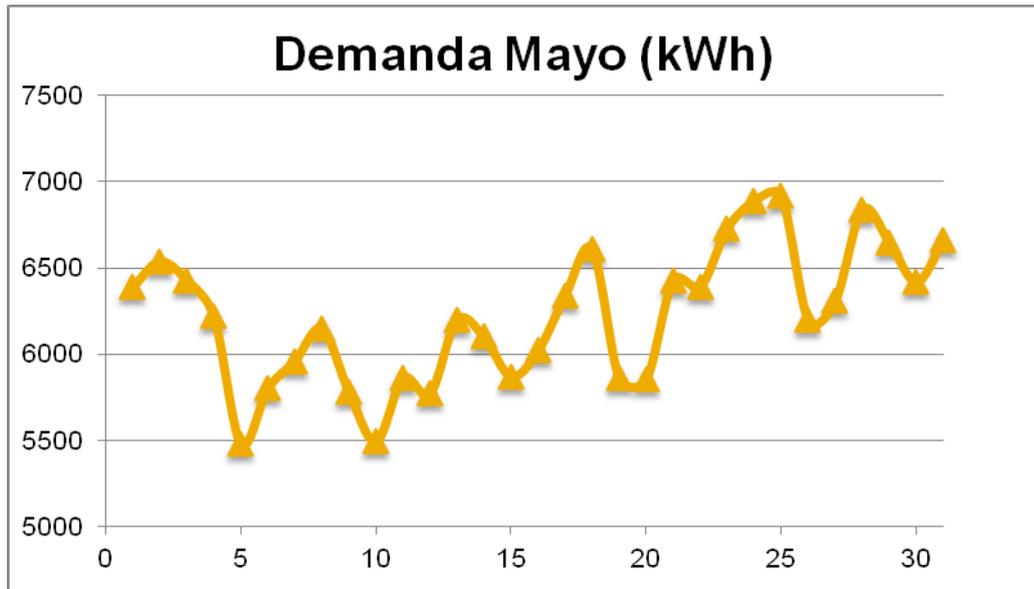


Gráfico 4.5 Demanda Mayo



4.2.6 DEMANDA JUNIO

En la siguiente tabla 4.6 se muestran los datos obtenidos del mes de Junio de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 29 de junio alcanzando la demanda 6990 kWh.

Día	Demanda
01 junio	6740
02 junio	6490
03 junio	6620
04 junio	6710
05 junio	6420
06 junio	5950
07 junio	6080
08 junio	6270
09 junio	5670
10 junio	5590
11 junio	5710
12 junio	6140
13 junio	6200
14 junio	6390
15 junio	6500
16 junio	6230
17 junio	5590
18 junio	5560
19 junio	5600
20 junio	5770
21 junio	6260
22 junio	6190
23 junio	5730
24 junio	6090
25 junio	5940
26 junio	6270
27 junio	6340
28 junio	6710
29 junio	6990
30 junio	6760

Tabla 4.6 Demanda máxima diaria Junio



A continuación, en la gráfica 4.6 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 29 de junio.

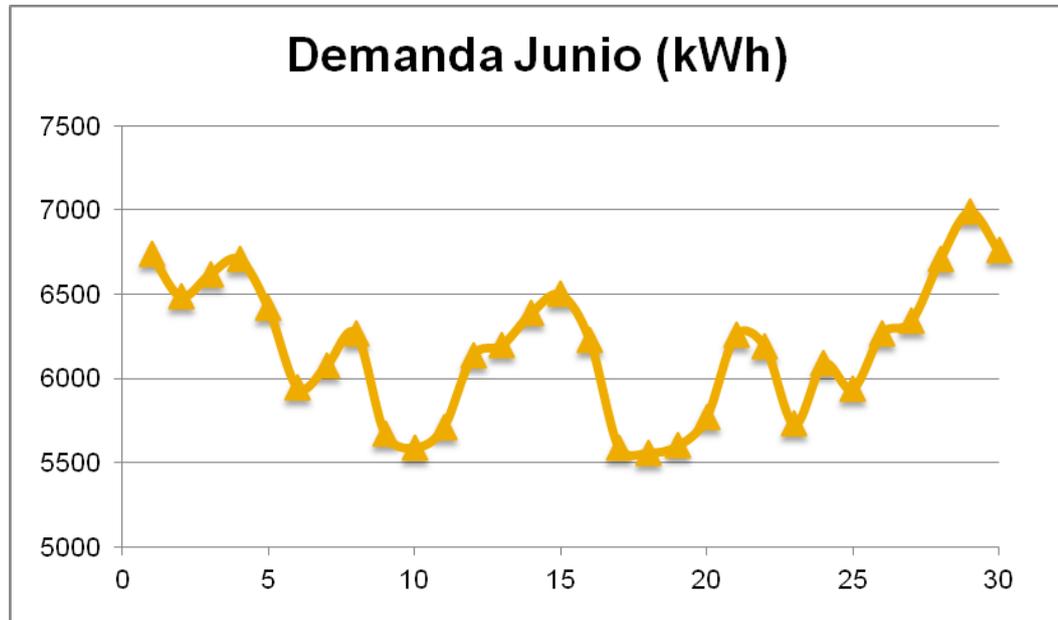


Gráfico 4.6 Demanda Junio



4.2.7 DEMANDA JULIO

En la siguiente tabla 4.7 se muestran los datos obtenidos del mes de Julio de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 9 de julio alcanzando la demanda 8330 kWh.

Día	Demanda
01 julio	7050
02 julio	7280
03 julio	7070
04 julio	7520
05 julio	7880
06 julio	7820
07 julio	7380
08 julio	8030
09 julio	8330
10 julio	8290
11 julio	7620
12 julio	8120
13 julio	7660
14 julio	6730
15 julio	6680
16 julio	6290
17 julio	7090
18 julio	7070
19 julio	7540
20 julio	7510
21 julio	7270
22 julio	7720
23 julio	7700
24 julio	8030
25 julio	8110
26 julio	7640
27 julio	7440
28 julio	6890
29 julio	7850
30 julio	7790
31 julio	8200

Tabla 4.7 Demanda máxima diaria Julio



A continuación, en la gráfica 4.7 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 9 de julio.

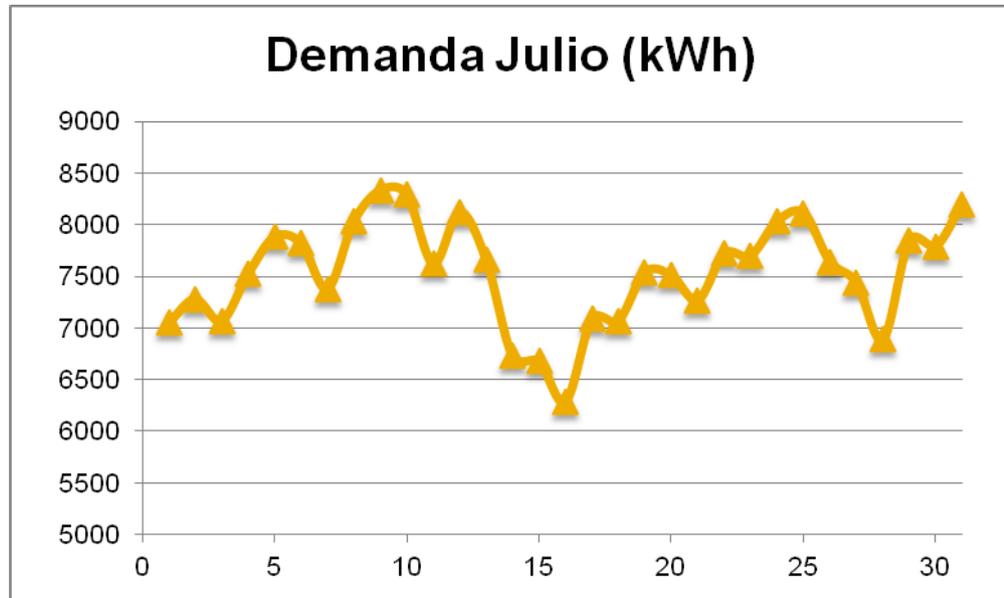


Gráfico 4.7 Demanda Julio



4.2.8 DEMANDA AGOSTO

En la siguiente tabla 4.8 se muestran los datos obtenidos del mes de Agosto de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 14 de agosto alcanzando la demanda 9240 kWh.

Día	Demanda
01 agosto	8690
02 agosto	8300
03 agosto	8410
04 agosto	7910
05 agosto	8320
06 agosto	8360
07 agosto	8120
08 agosto	8520
09 agosto	8750
10 agosto	8700
11 agosto	8370
12 agosto	8480
13 agosto	8770
14 agosto	9240
15 agosto	8620
16 agosto	8730
17 agosto	8650
18 agosto	7860
19 agosto	8560
20 agosto	8680
21 agosto	8740
22 agosto	8600
23 agosto	9040
24 agosto	8240
25 agosto	7480
26 agosto	7810
27 agosto	8430
28 agosto	7960
29 agosto	8410
30 agosto	8230
31 agosto	8020

Tabla 4.8 Demanda máxima diaria Agosto



A continuación, en la gráfica 4.8 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 14 de agosto.

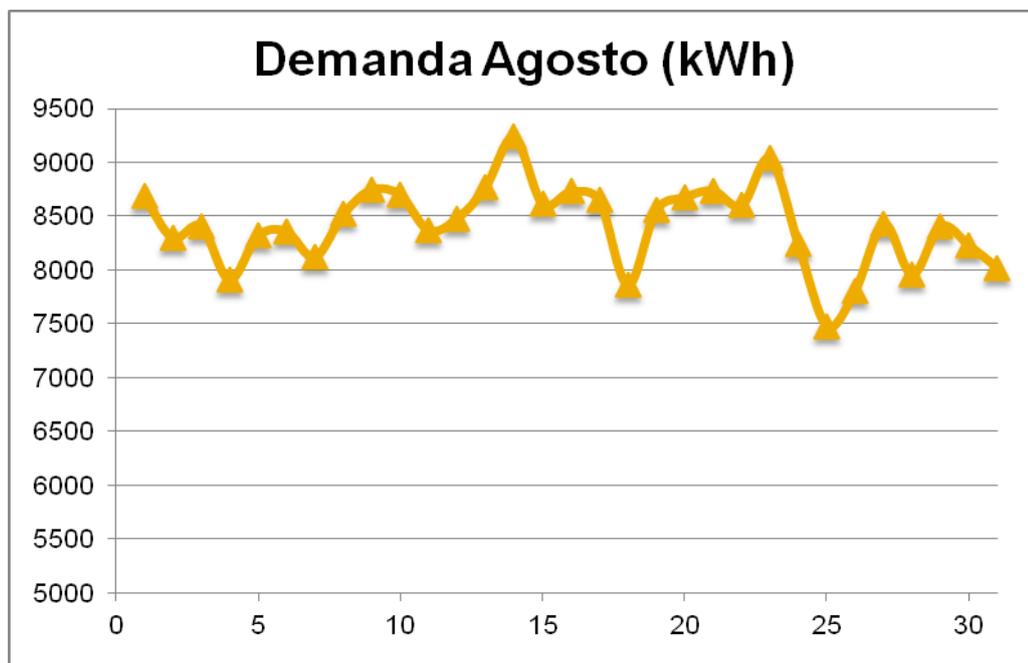


Gráfico 4.8 Demanda Agosto



4.2.9 DEMANDA SEPTIEMBRE

En la siguiente tabla 4.9 se muestran los datos obtenidos del mes de Septiembre de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 4 de septiembre alcanzando la demanda 8320 kWh.

Día	Demanda
01 septiembre	6910
02 septiembre	8050
03 septiembre	7860
04 septiembre	8320
05 septiembre	7410
06 septiembre	7910
07 septiembre	7270
08 septiembre	6260
09 septiembre	7510
10 septiembre	7550
11 septiembre	7440
12 septiembre	7680
13 septiembre	7460
14 septiembre	7150
15 septiembre	6500
16 septiembre	6900
17 septiembre	7490
18 septiembre	7800
19 septiembre	7080
20 septiembre	7390
21 septiembre	7360
22 septiembre	6570
23 septiembre	6390
24 septiembre	7350
25 septiembre	7210
26 septiembre	6830
27 septiembre	6520
28 septiembre	5790
29 septiembre	5100
30 septiembre	5540

Tabla 4.9 Demanda máxima diaria
Septiembre



A continuación, en la gráfica 4.9 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 9 de septiembre.

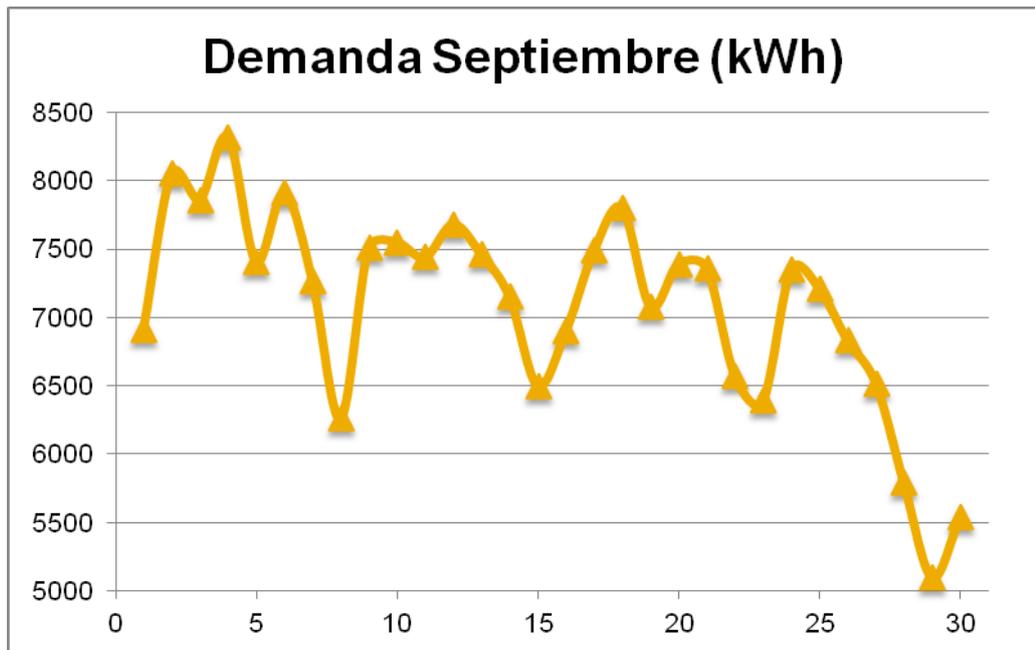


Gráfico 4.9 Demanda Septiembre



4.2.10 DEMANDA OCTUBRE

En la siguiente tabla 4.10 se muestran los datos obtenidos del mes de Octubre de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 30 de octubre alcanzando la demanda 7200 kWh.

Día	Demanda
01 octubre	5540
02 octubre	5600
03 octubre	5570
04 octubre	5770
05 octubre	5530
06 octubre	5140
07 octubre	5880
08 octubre	6200
09 octubre	6320
10 octubre	6400
11 octubre	6670
12 octubre	6240
13 octubre	5830
14 octubre	6690
15 octubre	6670
16 octubre	6670
17 octubre	6580
18 octubre	6400
19 octubre	6080
20 octubre	5890
21 octubre	6550
22 octubre	6630
23 octubre	6560
24 octubre	6580
25 octubre	6560
26 octubre	6200
27 octubre	5790
28 octubre	7010
29 octubre	7130
30 octubre	7200
31 octubre	7150

Tabla 4.10 Demanda máxima diaria
Octubre



A continuación, en la gráfica 4.10 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 30 de octubre.

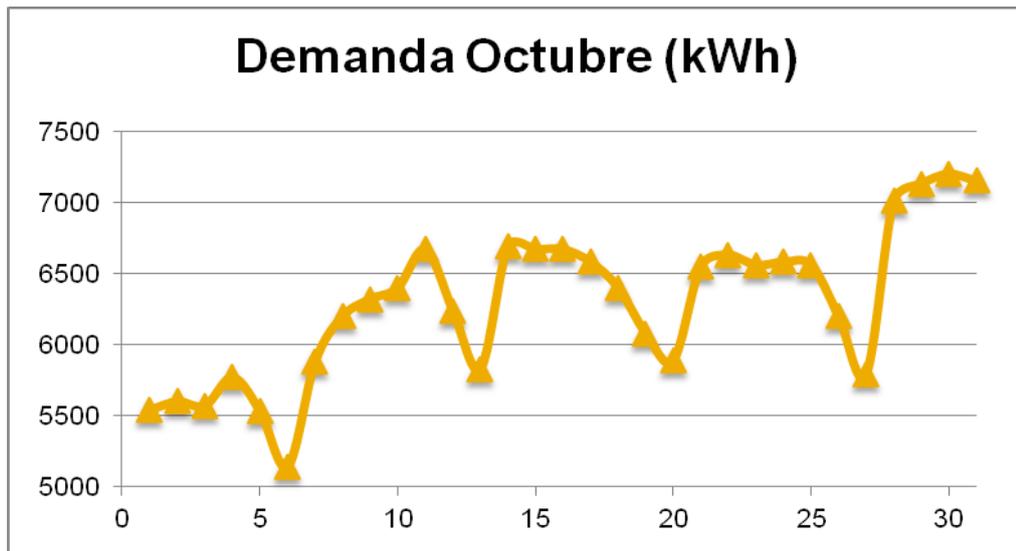


Gráfico 4.10 Demanda Octubre



4.2.11 DEMANDA NOVIEMBRE

En la siguiente tabla 4.11 se muestran los datos obtenidos del mes de Noviembre de 2013 de la subestación de transformación de Toro. Se puede ver que el máximo valor de electricidad demandada de este mes se produce el 28 de noviembre alcanzando la demanda 8520 kWh.

Día	Demanda
01 noviembre	6630
02 noviembre	6670
03 noviembre	6100
04 noviembre	6910
05 noviembre	6640
06 noviembre	6300
07 noviembre	6840
08 noviembre	6750
09 noviembre	6590
10 noviembre	5900
11 noviembre	6790
12 noviembre	6980
13 noviembre	6940
14 noviembre	7230
15 noviembre	7520
16 noviembre	7220
17 noviembre	6520
18 noviembre	7580
19 noviembre	7680
20 noviembre	7770
21 noviembre	8150
22 noviembre	7970
23 noviembre	7420
24 noviembre	6900
25 noviembre	8280
26 noviembre	8400
27 noviembre	8130
28 noviembre	8520
29 noviembre	8050
30 noviembre	7980

Tabla 4.11 Demanda máxima diaria
Noviembre



A continuación, en la gráfica 4.11 se pueden ver los valores de la demanda en forma de gráfico, viendo mas fácilmente el máximo producido el día 28 de noviembre.

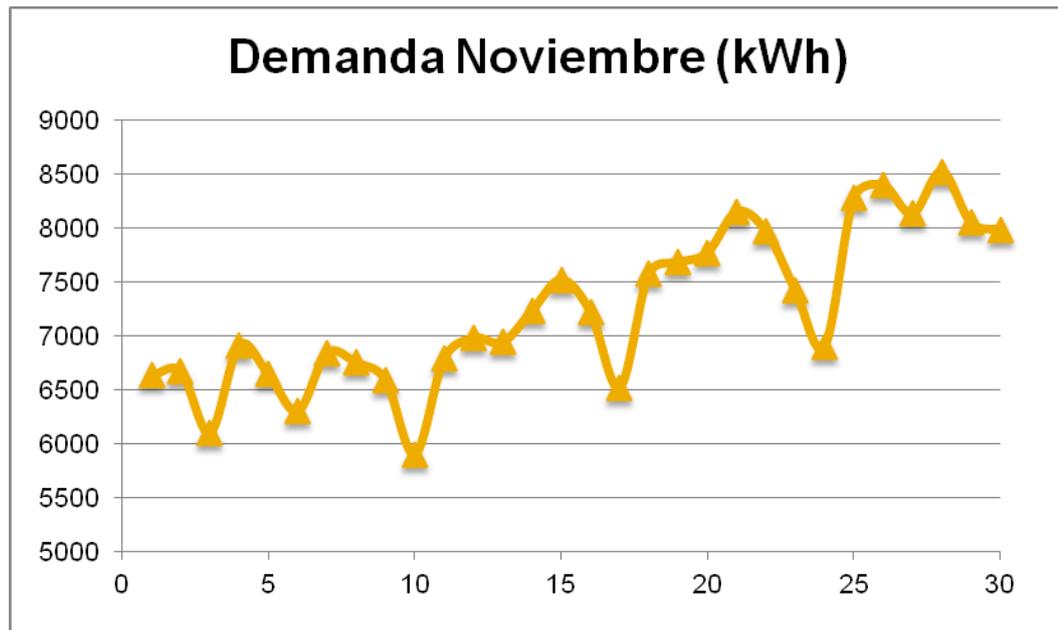


Gráfico 4.11 Demanda Noviembre



4.2.12 DEMANDA ANUAL

Juntando todos los datos de las demandas máximas diarias de la población, se obtiene la gráfica 4.12 que se muestra a continuación:

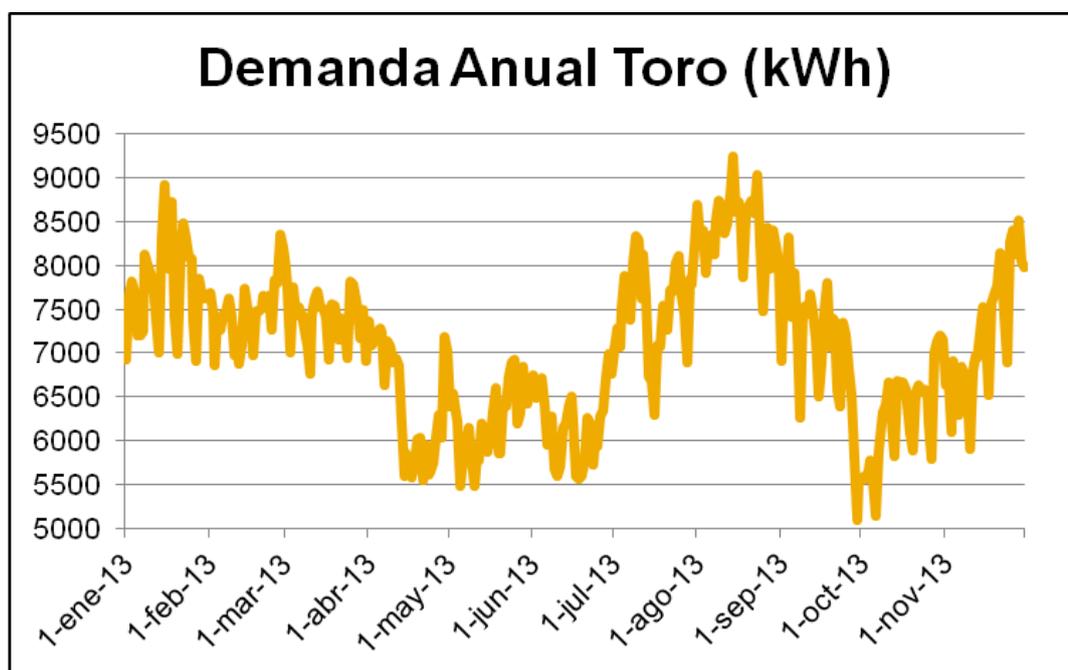


Gráfico 4.12 Demanda Anual Toro

La demanda media del año 2013 es 6.494,19 kWh.

Las demandas máximas diarias que se suministran cada mes se muestran en la gráfica 4.13:

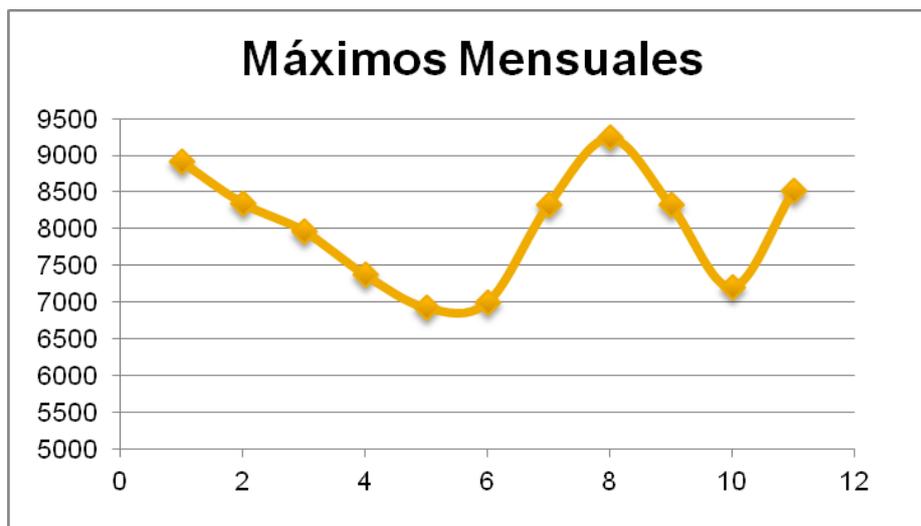


Gráfico 4.13 Máximas de cada mes

Se observa que la demanda máxima de electricidad que se produce en el año es 9.240 kWh el 14 de Agosto de 2013. Por lo tanto, esta será la mínima electricidad que debe estar disponible para producirse en un determinado momento. Dado que no se puede disponer de energía eólica, fotovoltaica e hidráulica cuando se necesita, sino que cuando se dan las condiciones meteorológicas adecuadas, ya que no son gestionables, la planta de gasificación por plasma, que si es gestionable debe ser capaz de poder generar toda esta electricidad. Por lo tanto, habrá que asegurarse de superar este valor de electricidad máxima al dimensionar la planta de gasificación por plasma.

4.3 RECURSOS EXISTENTES

En la zona de Toro ya hay en funcionamiento numerosas centrales de generación, en su mayor parte no gestionables. Gracias a las condiciones de la zona se han podido instalar parques eólicos, plantas solares y minicentrales hidráulicas. Todas estas instalaciones se incluirán en la microrred que se está estudiando. En los capítulos 5 y 6 se estudiarán todas sus características y se realizará al final una



valoración económica del coste que supone tener todas estas instalaciones en la microrred.

4.4 RECURSOS DISPONIBLES

4.4.1 RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

La principal fuente de materia prima que emplearemos para la producción de energía gestionable de la microrred procederá de la recuperación energética de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos producidos por la población de Toro y sus alrededores mediante una planta de gasificación por plasma. Es importante conocer esta cantidad ya que es a partir de esta que se dimensionará la planta de gasificación. Se puede ver la composición de los residuos sólidos urbanos en la figura 4.1. Se observa que la fracción de residuo orgánica, la útil para producción de electricidad, es de 45%.

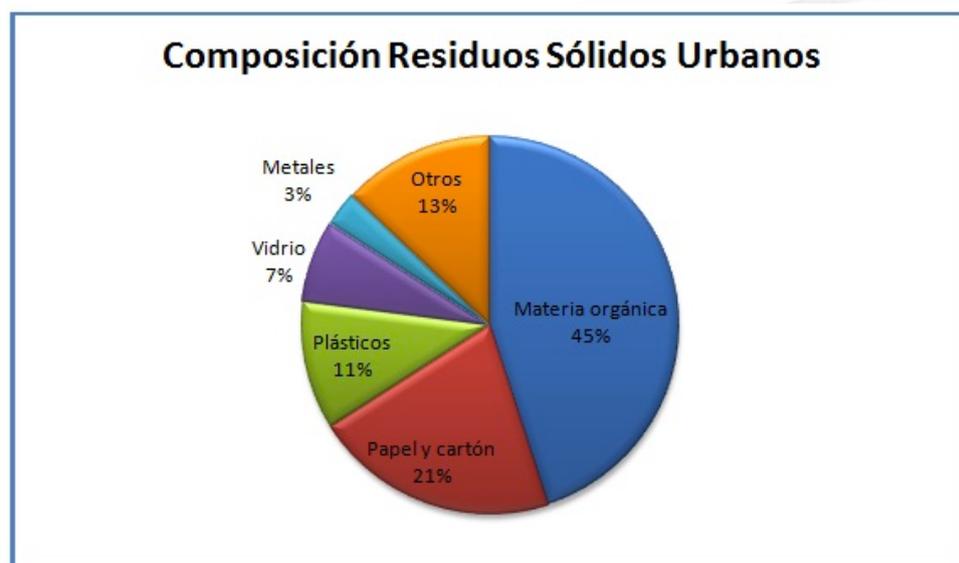


Figura 4.1 Composición de Residuos Sólidos Urbanos [3]



Toro dispone de una planta de transferencia donde se llevan todos los residuos sólidos urbanos que se recogen en el día. A esta planta de transferencia llegan de media 16,21 toneladas de residuos al día. Alcanzando máximos de unas 20,35 toneladas al día durante el mes de Agosto [4].



Figura 4.2 Planta de transferencia de Toro [4]

En un año se producirían 5926,65 toneladas sólo en la zona de Toro. Una de las grandes ventajas de la planta de gasificación por plasma es la de eliminar de forma ambientalmente óptima los residuos orgánicos. El contenido inorgánico se vitrificará y se podrá emplear en otras aplicaciones industriales. Además, es una forma de amortizar la inversión realizada en la planta de transferencia ya que deshacerse de los residuos tiene un coste. Es una forma de deshacerse de los residuos de manera ecológica, sin dañar el medio ambiente. Todo esto se añade a la gran y principal ventaja de que se están aprovechando la recuperación energética de los residuos.

4.4.2 RESIDUOS DE LA PRODUCCIÓN VINÍCOLA

Además de los residuos sólidos urbanos producidos diariamente en Toro, se recuperará también energéticamente los residuos generados en la producción del vino de la zona, vino de Denominación de Origen Toro (D.O. Toro). Existen 5.800 hectáreas dedicadas a la producción de vino que están registradas en el Consejo regulador [5]. En la figura 4.3 se puede ver la superficie que abarca la producción del vino.



Figura 4.3 Superficie de producción de vino D.O. Toro

Toda esta superficie dedicada a la cosecha de la uva para el vino produce residuos orgánicos en su totalidad que se recogen por temporadas. La única desventaja de estos residuos es que son temporales, no se recogen constantemente a lo largo del año, aunque por otro lado, al contrario que los residuos sólidos urbanos que se pudren con facilidad, se pueden almacenar durante unos meses antes de



emplearlos en la planta de gasificación por plasma. Así que aunque la cosecha se realice durante determinados meses del año, los residuos producidos se podrán emplear durante otros meses adicionales.

Es por esto que la planta de gasificación por plasma se dimensionará por encima de la capacidad necesaria para tratar los residuos sólidos urbanos y se completará hasta la capacidad máxima de toneladas con los residuos de la producción del vino. Este proceso permite almacenar el gas de síntesis producido para emplear en las pilas de combustible en los tiempos en los que la energía renovable no gestionable existente no es capaz de satisfacer la demanda eléctrica.





Capítulo 5 ENERGÍAS RENOVABLES YA INSTALADAS EN LA ZONA

5.1 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

5.1.1 INTRODUCCIÓN ENERGÍA FOTOVOLTAICA

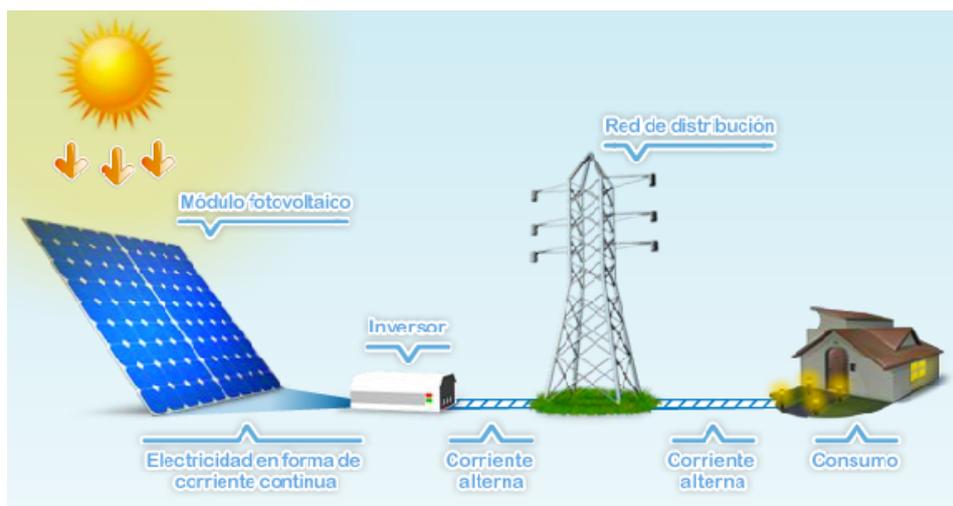


Figura 5.1 Proceso de obtención de energía solar fotovoltaica

En el cierre del año 2013 en España había instalados 4.681 MW de potencia solar fotovoltaica, que suponen un 4,3% de la potencia total instalada, 108.148 MW a finales del 2013. Con esta potencia instalada, se ha cubierto el 3,1% de la demanda energética peninsular.

En la figura 5.2 se puede ver la variación de la potencia fotovoltaica instalada en España y su evolución. Se puede ver que en el año 2008 se instalaron 2.707 MW



de esta tecnología en el país. Descendiendo después de este año la instalación de potencia anual de estos parques.

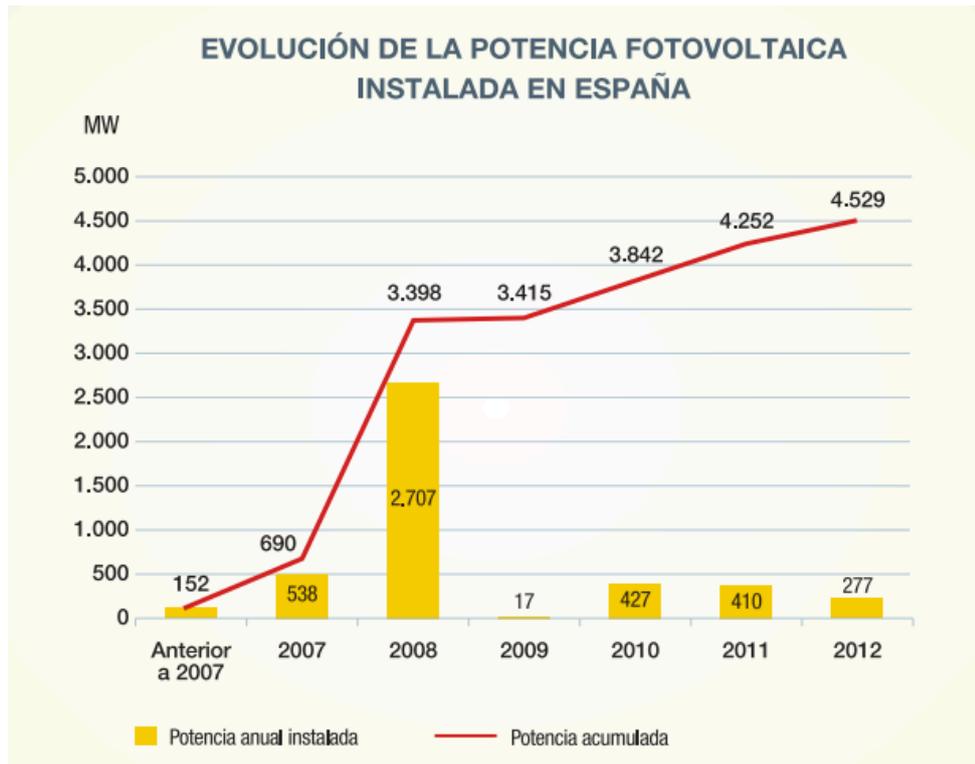


Figura 5.2 Evolución potencia fotovoltaica en España

En la figura 5.3 se muestra un mapa de España en el que se puede ver la irradiación diaria media en cada zona. Da una idea de las zonas más atractivas a la hora de instalar parques fotovoltaicos.

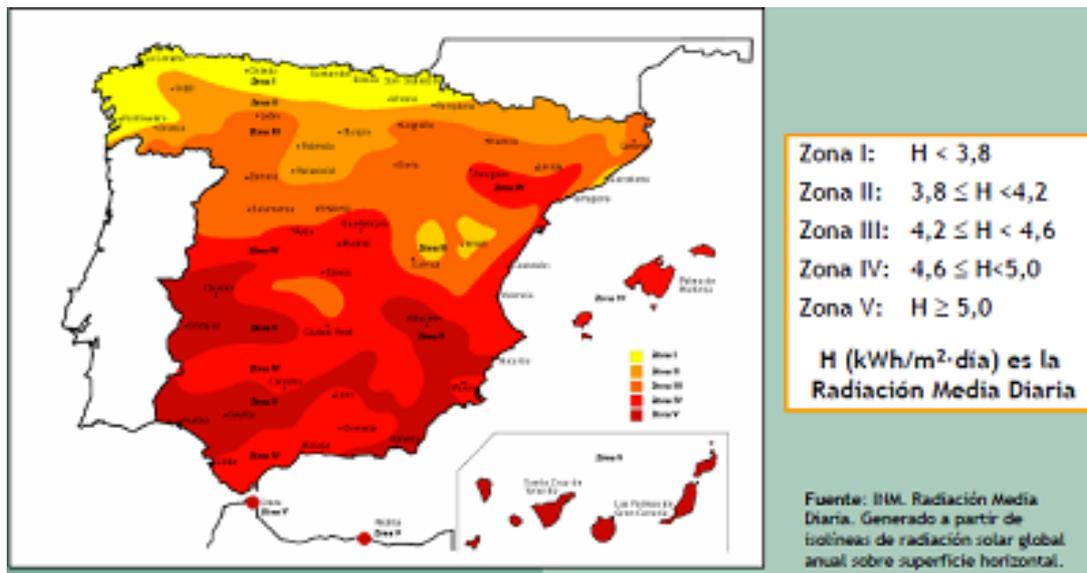


Figura 5.3 Mapa Irradiación Solar Media Diaria en España

(Fuente: INM)

5.1.2 ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN TORO

En el mapa de la figura 5.3 podemos observar que la irradiación solar media en la zona de Toro, que pertenece a la zona III, va a estar entre 4,2 y 4,6 kW/m². Para esta zona, se puede considerar que las horas equivalentes de funcionamiento a máxima potencia son 1.492 horas, como se puede ver en la figura 5.4. Esta irradiación afecta a los parques solares de la microrred según los datos que se muestran en la figura 5.5.

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Figura 5.4 Horas equivalentes solares

(Fuente: Suelo Solar [22])

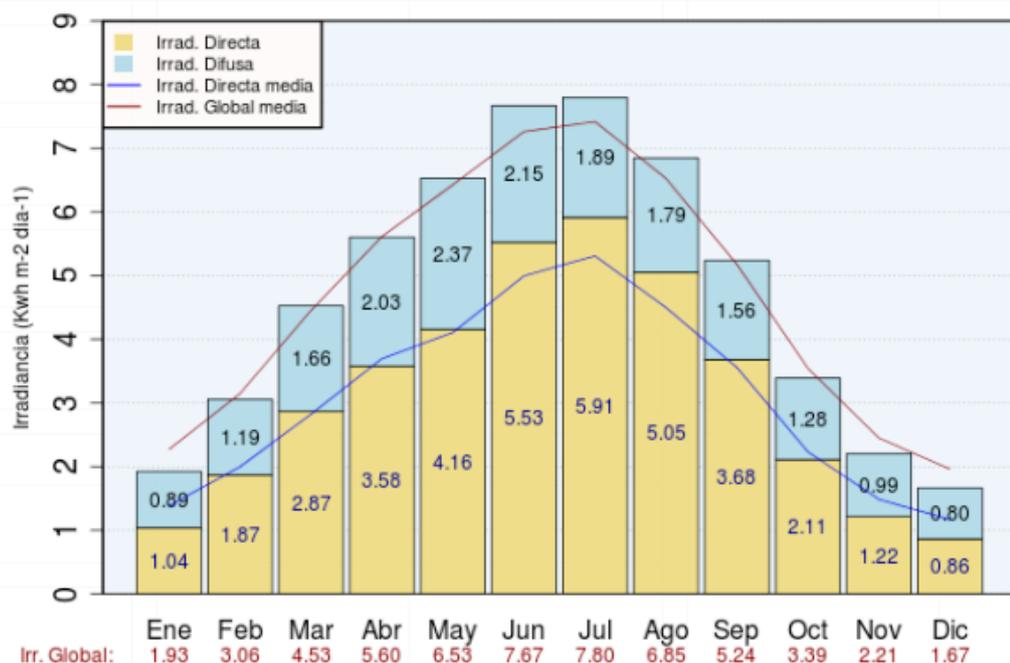


Figura 5.5 Irradiación en la zona de Zamora (Toro)

(Fuente: AEMET [21])

De estos datos se obtiene que la irradiación solar mensual media es: $4,71 \text{ kW/m}^2$.

Este valor medio es muy próximo al valor esperado a partir del mapa de irradiación de España.

Con esta distribución de irradiación se demuestra el principal inconveniente de esta fuente de producción que es su aleatoriedad. Se ve que hay más probabilidad de obtener electricidad mediante estos parques fotovoltaicos durante los meses de verano y que durante los meses de invierno no se podrá contar con ella con mucha confianza existiendo intermitencias que afectarán al suministro eléctrico y habrá que suplir esa falta de generación por otros medios, que respondan a esta carencia de forma instantánea.

Las plantas solares existentes en las proximidades de Toro son las siguientes: Parque solar El Palo, parque solar Santa Olaya, parque solar Ruales y parque solar María de Molina. Se expone a continuación su capacidad instalada y la



producción esperada suponiendo las horas equivalentes de producción expuestas anteriormente.

5.1.2.1 Parque solar María de Molina

Esta planta tiene una capacidad instalada de 2,5 kW. De esta planta también se conoce la electricidad producida en un año, que son **3.388 kWh**, este dato permite conocer aproximadamente el aprovechamiento de la producción solar fotovoltaica en la zona de Toro. La inversión que fue necesaria para instalar esta planta fue de 23.021 € [15].

Como de este parque ya se conoce la producción anual. Se tendrá en cuenta para realizar las estimaciones de producción de las demás plantas solares.

En primer lugar se comprueba que las estimaciones que se van a realizar a partir de las horas equivalentes a plena carga son aproximadas a la realidad. En este caso:

$$2.500 \text{ W} \cdot 1.492 \text{ h} = 3,73 \text{ MWh}$$

Por lo que el dato real es aproximadamente el 90% de la producción estimada. Por lo tanto, de aquí en adelante, se empleará este 90% para la estimación de la producción en los demás parques fotovoltaicos.

5.1.2.2 Parque solar El Palo

Este parque de producción de energía solar fotovoltaica situado en las proximidades de Toro tiene una potencia instalada de 30 kW.

Con esta potencia instalada y suponiendo que funciona 1.492 horas al año a plena carga, se puede estimar que produzca los siguientes MWh al año:
 $30.000 \text{ W} \cdot 1.492 \text{ h} \cdot 0,9 = \mathbf{40,3 \text{ MWh}}$.



5.1.2.3 Parque solar Santa Olaya

Este parque solar que se incluye en la microrred tiene instalados 100 kW. Por lo tanto, se puede estimar que esta instalación produzca anualmente: $100.000 \text{ W} \cdot 1.492 \text{ h} \cdot 0,9 = 134,3 \text{ MWh}$.

5.1.2.4 Parque solar Ruales

En el caso del parque solar Ruales, hay instalados 1.500 kW. Realizando el mismo cálculo con las mismas suposiciones anteriores, se obtiene una producción de este parque de:

$$1.500.000 \text{ W} \cdot 1.492 \text{ h} \cdot 0,9 = 2.014,2 \text{ MWh}$$

Se recoge la información de la producción anual de los parques fotovoltaicos que se integran en la microrred en la tabla 5.1.

P. Solar María de Molina	3,388 MWh
P. Solar El Palo	40,3 MWh
P. Solar Santa Olaya	134,3 MWh
P. Solar Ruales	2.014,2 MWh
Producción Total Solar	2.192,188 MWh

Tabla 5.1 Producción Solar

La capacidad instalada de todas las instalaciones en conjunto es de 1.632,5 kW.

Esta fuente de producción depende completamente de la radiación solar que incide sobre ella. Se puede estar produciendo electricidad a plena carga y en el instante siguiente se puede perder esa radiación (causado por un obstáculo como una nube) y pasar a producir cero. Por lo tanto, para respaldar la producción



fotovoltaica será necesario poder suplir ese cambio brusco e instantáneo mediante la fuente gestionable.

5.2 ENERGÍA EÓLICA

5.2.1 INTRODUCCIÓN ENERGÍA EÓLICA

En España, a finales del año 2013 la potencia instalada de energía eólica era de 22.959 MW. En este último año la energía eólica ha cubierto aproximadamente un 20% de la demanda eléctrica.

En la figura 5.6 se puede ver la generación eólica anual desde el 2004 y su tasa de variación hasta el 2013. Se observa que en el último año la generación eólica ha sido mayor que cualquier otro año.

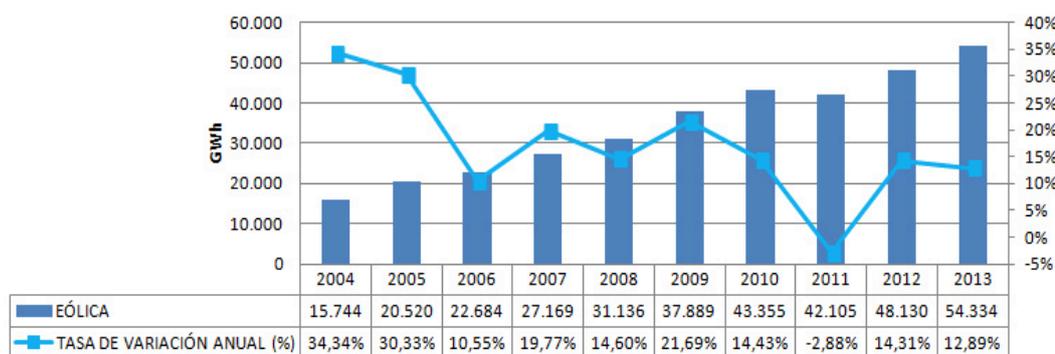


Figura 5.6 Producción Anual y Tasa de Variación

(Fuente: REE)

Como ya se ha mencionado, la principal desventaja de esta forma de producción de electricidad es que es totalmente impredecible y aleatorio. Por esto hace falta construir centrales de respaldo que sean capaces de suplir esa falta de eólica en un momento determinado si fuera necesario. Este carácter aleatorio también dificulta



la operación de la red española ya que el sistema eléctrico estima el consumo de un día con antelación y no se puede saber seguro si esta fuente va a estar disponible. En una microrred se podría gestionar esta fuente de generación de forma más racional.

5.2.2 ENERGÍA EÓLICA EN TORO

En la zona de Toro hay disponibles tres parques eólicos en un radio de 40 km. Hemos elegido esta distancia máxima a los parques eólicos para minimizar las pérdidas por transporte en las líneas eléctricas.

Los tres parques son: Parque eólico Villalazán, Parque eólico La Vega I y II y Parque eólico Montamarta.

Para tener una idea estimada de la producción de energía eólica, se incluye un mapa eólico de Castilla y León en la figura 5.7 que muestra la velocidad media en distintas zonas a una altura de 80m. Para realizar una estimación más precisa haría falta conocer direcciones e intensidades más exactas del viento que afectan a los aerogeneradores que dependen fuertemente de la orografía del lugar.

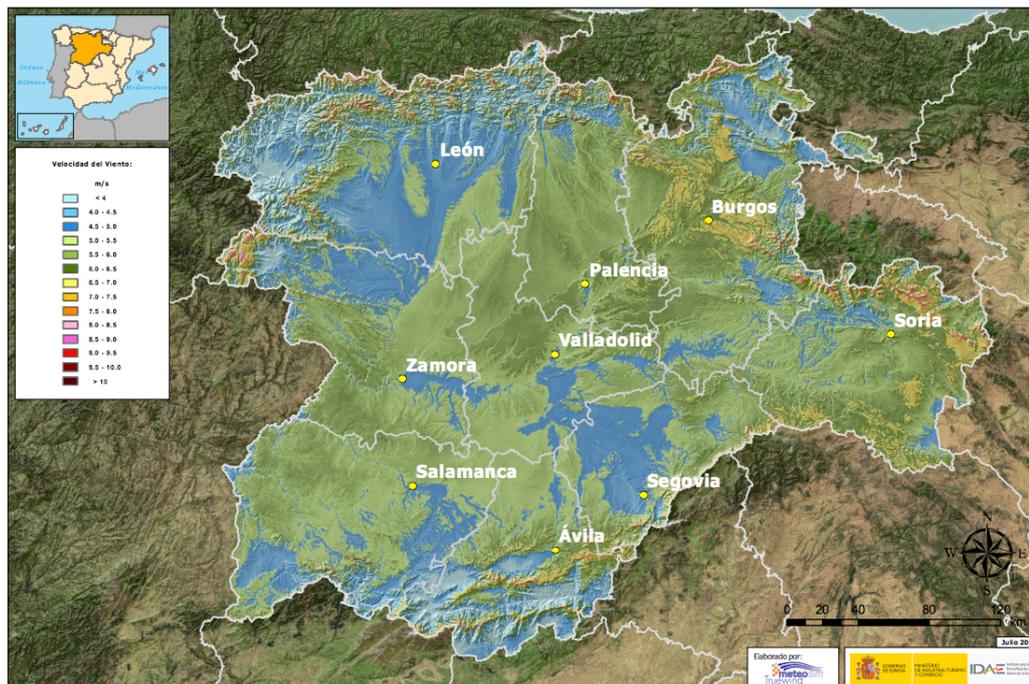


Figura 5.7 Mapa Eólico Castilla y León

Fuente: IDAE [9]

En base a esta imagen se considerará que la velocidad media del viento en las zonas que afectan a nuestros parques eólicos es de 5 m/s.

5.2.2.1 Parque Eólico Villalazán

El parque eólico Villalazán se encuentra a unos 20 km de Toro. Su puesta en marcha fue en junio del 2007. Tiene una potencia instalada de 4,98 MW. Está formado por seis aerogeneradores de 830 W cada uno de tecnología DFIG de la marca GAMESA [10]. Se muestran en la figura 5.8.



Figura 5.8 Aerogenerador del parque eólico Villalazán

La curva característica de estos generadores es la mostrada en la figura 5.9.

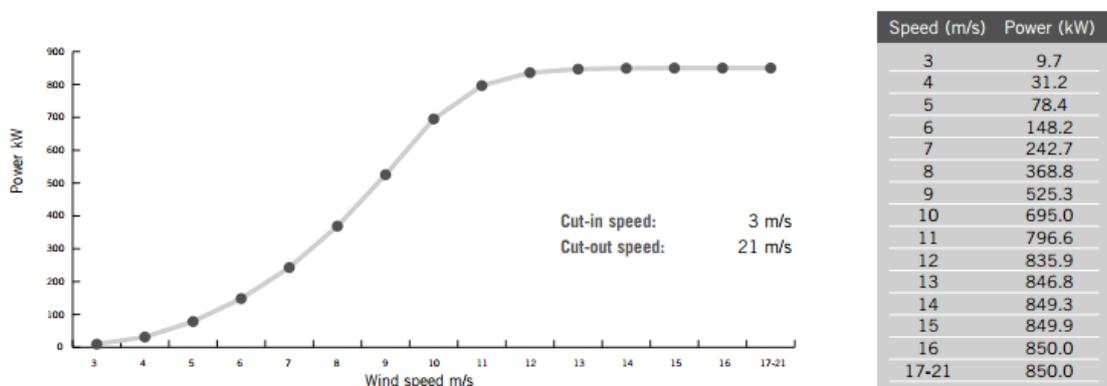


Figura 5.9 Curva Característica de Generador GAMESA

(Fuente: GAMESA [10])

Si estimamos que funciona durante 2.300 horas equivalentes a plena carga al año, suponiendo una eficiencia de 50 %, se calcula una producción anual aproximada de:

$$6 \cdot 830.000 \text{ W} \cdot 2.300 \text{ h/año} \cdot 0,5 = 5,727 \text{ GWh.}$$



5.2.2.2 Parque eólico La Vega I y II

El parque eólico La Vega se encuentra a unos 30 km de Toro y se puso en marcha en el 2010. Cuenta con una potencia instalada de 10 MW, 5 MW de La Vega I y otros 5 MW adicionales de La Vega II. En total hay cuatro aerogeneradores. Dos de ellos de 3MW de potencia nominal y otros dos de 2 MW nominales. La tecnología de los aerogeneradores es DFIG de la marca VESTAS [11]. Se estima que produzca **11 GWh** anuales para un equivalente de 2.300 h/año a plena carga tanto de La Vega I como La Vega II. En la figura 5.10 se muestra la imagen de dos de los aerogeneradores de uno de los parques eólicos.



Figura 5.10 Aerogeneradores del parque eólico La Vega

De este parque ya se conoce la producción anual estimada así que no es necesario hacer el cálculo a partir de su curva característica y las horas de producción anuales. De todas formas, las curvas características de estos generadores se muestran en las figuras 5.11 y 5.12.

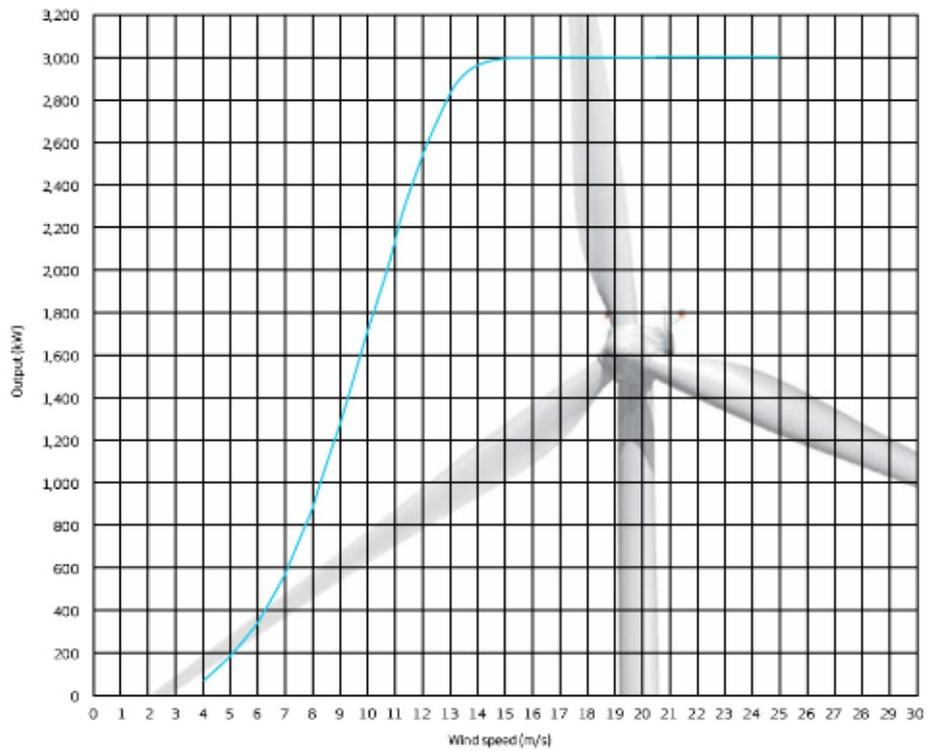


Figura 5.11 Curva Característica VESTAS 3 MW

(Fuente: VESTAS [11])

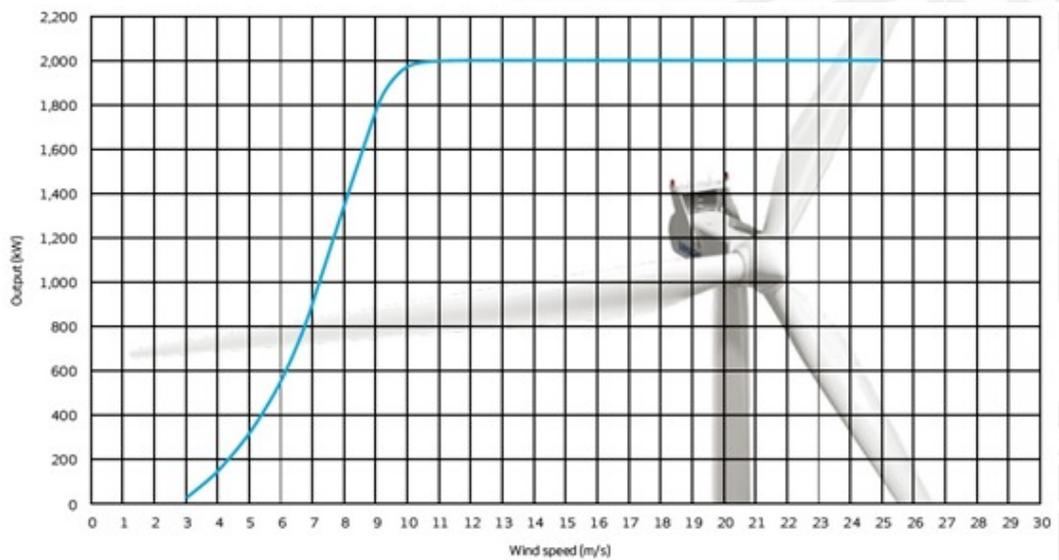


Figura 5.12 Curva Característica de VESTAS 2 MW

(Fuente: VESTAS [12])



5.2.2.3 Parque eólico Montamarta

El parque eólico Montamarta se encuentra a unos 40 km de Toro. Fue puesto en servicio en el 2009. Tiene una potencia instalada de 22,4 MW. Está formado por catorce aerogeneradores de 1600 W cada uno de tecnología DFIG de la marca ALSTOM-ECOTECNIA [13]. Se muestra a continuación en la figura 5.13 una imagen del parque eólico.



Figura 5.13 Aerogeneradores de parque eólico Montamarta

La curva característica de estos generadores se muestra en la figura 5.14.

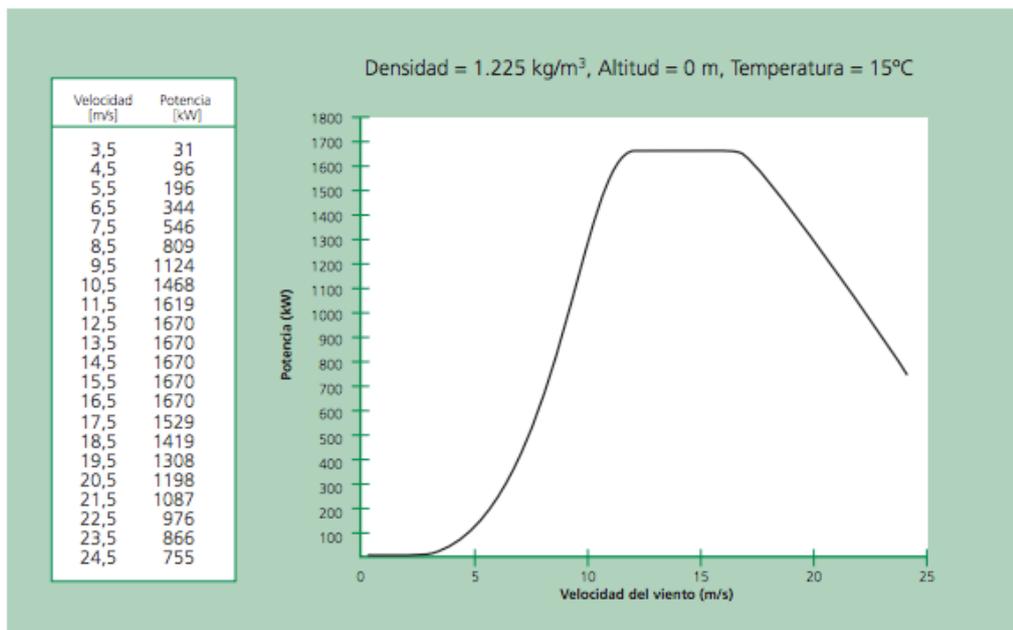


Figura 5.14 Curva Característica ECOTECNIA 1600W

(Fuente: ECOTECNIA [13])

La producción de este parque se estima para 2.300 horas equivalentes en un año y suponiendo una eficiencia en torno al 50% en:
 $2.300 \text{ h/año} \cdot 1,600 \text{ MW} \cdot 14 \cdot 0,5 = \mathbf{25,76 \text{ GWh}}$.

Por lo tanto, la estimación de la producción eólica de la microrred se muestra en la tabla 5.2.

P. E. Villalazán	5,727 GWh
P. E. La Vega I y II	11 GWh
P.E. Montamarta	25,76 GWh
Producción Total Eólica	42,487 GWh

Tabla 5.2 Producción de Eólica

(Fuente: Elaboración propia)



La capacidad instalada de todas las instalaciones en conjunto es de 37,38 MW.

A la hora de disponer de esta fuente de producción, hace falta tener en cuenta el tiempo de arranque de los aerogeneradores una vez se pongan en marcha. El tiempo aproximado es de unos minutos hasta que pueda estar produciendo a plena carga [31]. Se necesita un arranque suave y progresivo para no causar variaciones en la frecuencia y tensión de la red. Por lo tanto, habrá que prever que durante el tiempo que tarde en ponerse en marcha y producir la electricidad necesaria se debe estar suministrando a la red la electricidad mediante otra fuente.

De la misma forma, se debe tener en cuenta también el tiempo de parada si dejan de funcionar los aerogeneradores. Se debe realizar la parada sin causar cambios bruscos en la red. Una vez se detecte la ausencia de viento y la necesidad de parada, se debe poder suplir la electricidad producida con una fuente gestionable que suministre la electricidad en un tiempo inferior al de parada de los aerogeneradores.

5.3 PRODUCCIÓN HIDRÁULICA

5.3.1 INTRODUCCIÓN ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica se basa en el aprovechamiento del movimiento de las masas de agua para producción de electricidad. En la figura 5.15 se ve una imagen de una central hidráulica.

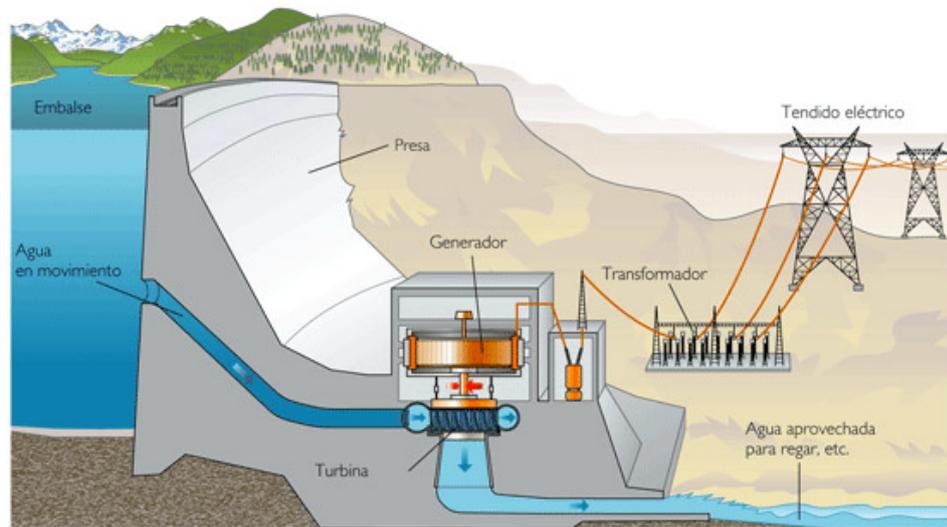


Figura 5.15 Funcionamiento Central Hidráulica

En España había instalados 19.824 MW de potencia por producción hidráulica a finales de 2013. Esta cifra supone un 19,4% del total de la potencia instalada. A partir de este tipo de producción que se cubre un 14,4% de la demanda en España.

En la siguiente figura 5.16 se observa que la capacidad de energía hidráulica se ha mantenido bastante constante a lo largo de los últimos años.

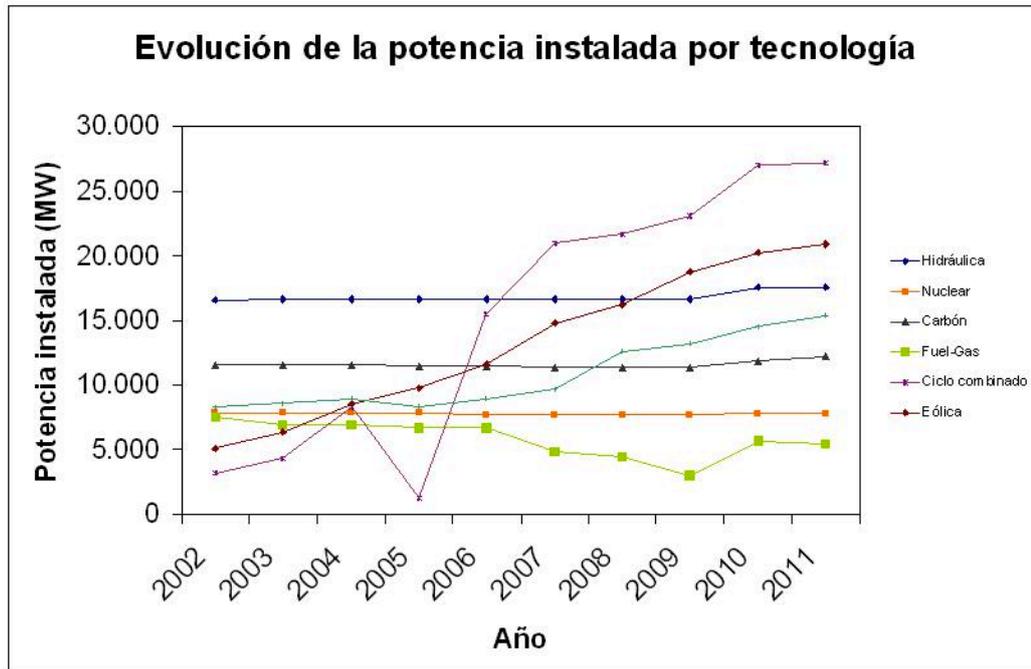


Figura 5.16 Evolución potencia instalada hidráulica

En el caso de este proyecto se incluirán en la microrred centrales minihidráulicas en las que su potencia no supera los 10 MW.

5.3.2 GENERACIÓN MINIHIDRÁULICA EN TORO

Tres son las minicentrales hidráulicas existentes en la zona de Toro, todas en el Duero, que se integrarán en la microrred. La central minihidráulica Toro, la minihidráulica San José y la minihidráulica Herreros I y II. De estas se conoce la potencia instalada, la producción media anual y las horas de funcionamiento al año.

5.3.2.1 Central Minihidráulica Toro

Esta central se encuentra a orillas del río Duero. Esta minicentral tiene una potencia instalada de 4000 kW, rendimiento global general de 0,85 y tiene un salto de 4,48 m.



La instalación está en funcionamiento de media unas 3.360 horas al año y produce de media anual **15.756 MWh**[17].

En la figura 5.17 se presenta una imagen de esta minicentral.



*Figura 5.17 Minicentral hidráulica Toro
(Fuente: Confederación Hidrográfica del Duero)*

5.3.2.2 Central Minihidráulica San José

Esta central se encuentra en el término municipal de Castronuño, a unos 20 km de Toro, en el río Duero. Esta minicentral tiene una potencia instalada de 4800 kW, rendimiento global general de 0,85 y tiene un salto de 7,8 m.

La instalación está en funcionamiento de media unas 4.300 horas al año y produce de media anual **20.694 MWh** [17].

En la figura 5.18 se presenta una imagen de esta minicentral.



*Figura 5.18 Minicentral hidráulica San José
(Fuente: Confederación Hidrográfica del Duero)*

5.3.2.3 Central Minihidráulica Herreros I y II

Esta central se encuentra en el término municipal de Pollos, en Valladolid, a unos 30 km de Toro, en el río Duero. Esta minicentral tiene una potencia instalada de 1530 kW, rendimiento global general de 0,85 y tiene un salto de 1,56 m.

La instalación está en funcionamiento de media unas 4.261 horas al año y produce de media anual **7.049 MWh** [17].

En la siguiente figura 5.19 se presenta una imagen de esta minicentral.



Figura 5.19 Minicentral hidráulica Herreros
(Fuente: Confederación Hidrográfica del Duero)

En la tabla 5.3 se resume la producción aproximada de electricidad a partir de las centrales minihidráulicas.

C. Minihidráulica Toro	15,756 GWh
C. Minihidráulica San José	20,694 GWh
C. Minihidráulica Herreros I y II	7,049 GWh
Producción Total Minihidráulica	43,499 GWh

Tabla 5.3 Producción Minihidráulica

(Fuente: Elaboración propia)

Al igual que se ha visto con la producción fotovoltaica y eólica, hace falta saber el tiempo necesario para poder disponer de la electricidad una vez puesta en marcha la minicentral hidráulica. El tiempo es reducido ya que se trata de centrales de poca potencia. El tiempo que tarda en producir prácticamente a máxima una vez



se permite el paso de agua es alrededor de 6 segundos como muestra la figura 5.20 [32].

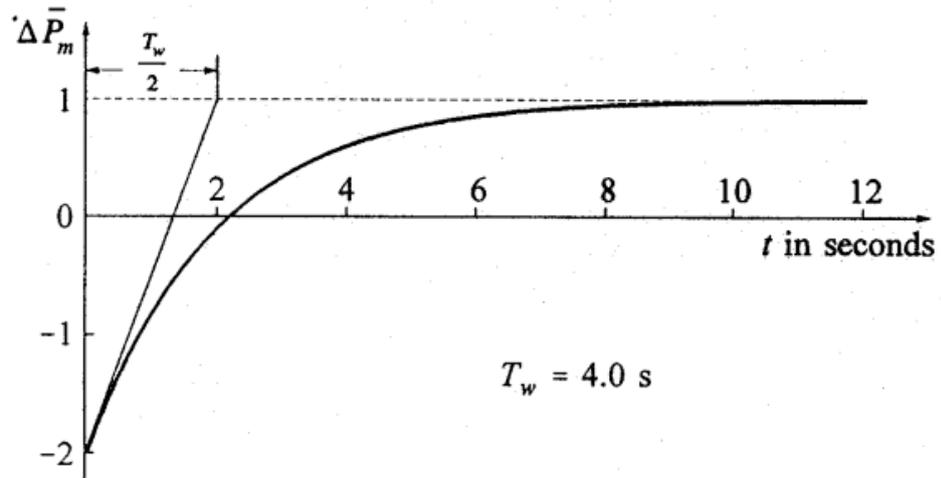


Figura 5.20 Tiempo de arranque para hidráulica desde que se abre paso de agua



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

Energías Renovables ya Instaladas en la zona



Capítulo 6 PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

6.1 TRATAMIENTO DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

6.1.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de incluir esta planta en el sistema es tener una fuente de energía renovable gestionable capaz de suplir las faltas de producción de las otras fuentes renovables no gestionables. Con este proceso se produce hidrógeno almacenable para disponer del él cuando sea necesario y emplearlo en pilas de combustible para producir electricidad.

Es una forma de recuperación energética de los residuos para producir electricidad de forma eficiente, sin combustión y mediante un proceso muy limpio que cumple con los requisitos medioambientales de cantidades de CO₂ emitidos y que reduce considerablemente la cantidad de residuos respecto de la cantidad inicial.

6.1.2 PROCESO

El proceso de gasificación por plasma del sistema que se va a emplear para producir el hidrógeno que se utiliza en pilas de combustible se puede ver desarrollado en la siguiente figura 6.1. Se compone de cinco etapas que se explican a continuación.

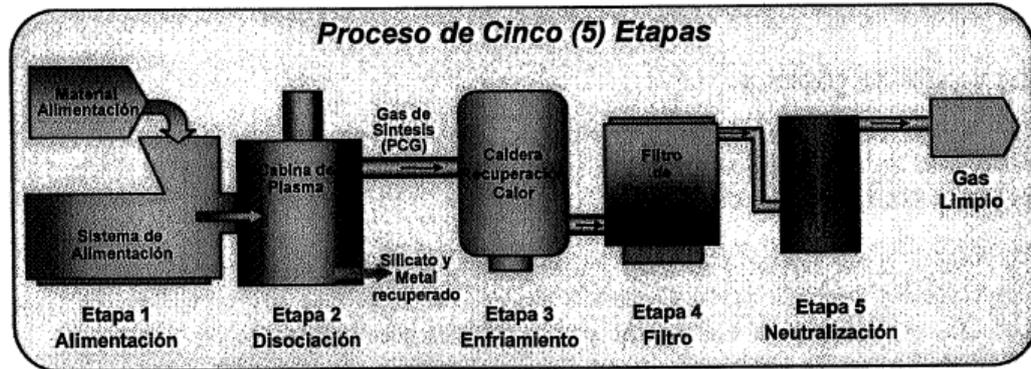


Figura 6.1 Proceso de gasificación por plasma

(Fuente: Materiales Renovados)

6.1.2.1 Alimentación

Esta es la etapa del proceso en la cual se introducen los residuos sólidos urbanos y los residuos vinícolas en la vasija para su posterior descomposición.

En primer lugar, los residuos sólidos urbanos recogidos tendrán que pasar por un proceso de separación. Los residuos están compuestos por parte orgánica e inorgánica. Como se vio con anterioridad en la figura 4.1, esta parte orgánica supone un 45% de los residuos. Así que es necesario separarlos antes de realizar el tratamiento. Los residuos vinícolas serán en su mayor parte orgánicos ya que son residuos agrícolas obtenidos en la recogida de la vid.

A continuación, los residuos pasarán por un proceso de compactado y secado en el cual los residuos se trituran y se compactan para su mejor procesamiento y se secan para reducir el contenido en agua y mejorar la eficiencia. Es aconsejable que la humedad de los residuos introducidos sea del 20%.

Además de alimentar el sistema con los residuos, es necesario introducir en la vasija un medio comburente para iniciar la antorcha de plasma. Se empleará oxígeno y aire como medio comburente.

6.1.2.2 Disociación

Esta es la etapa en la cual los residuos tratados se convierten en gas de síntesis. El proceso que se lleva a cabo es la disociación de las moléculas que componen estos residuos a partir de la energía del campo eléctrico ionizado creado en la antorcha de plasma.

El plasma se considera el cuarto estado de la materia. Es un gas ionizado a muy altas temperaturas.

En la vasija se emplea una antorcha de plasma que produce dicho gas ionizado mediante la generación controlada de un arco voltaico, creado por la diferencia de potencial entre los electrodos.

En la figura 6.2 se puede ver el proceso de la creación del plasma según van aumentando las temperaturas:

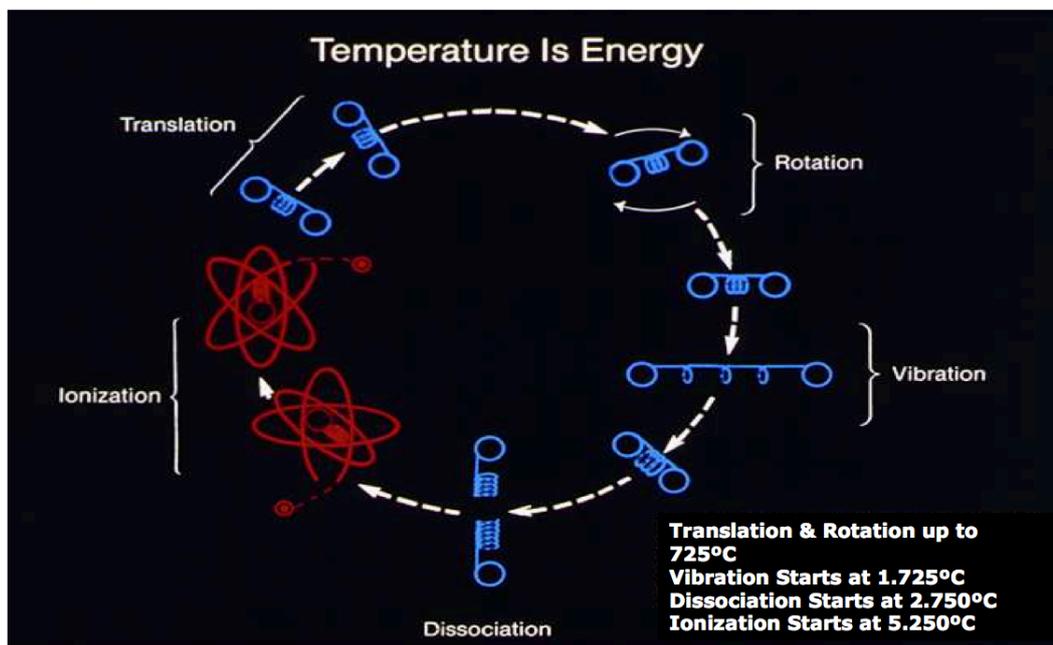


Figura 6.2 Formación del plasma

(Fuente: Acciona)

Se observa en la figura las distintas fases dependiendo de la temperatura alcanzada. Hasta los 725°C se produce traslación y rotación de las moléculas. A los 1.750°C comienza también una vibración de las moléculas. A los 2.750°C empieza la disociación y a los 5.250°C comienzan a disociarse las moléculas. Se puede observar también el proceso en función de las temperaturas en la figura 6.3.

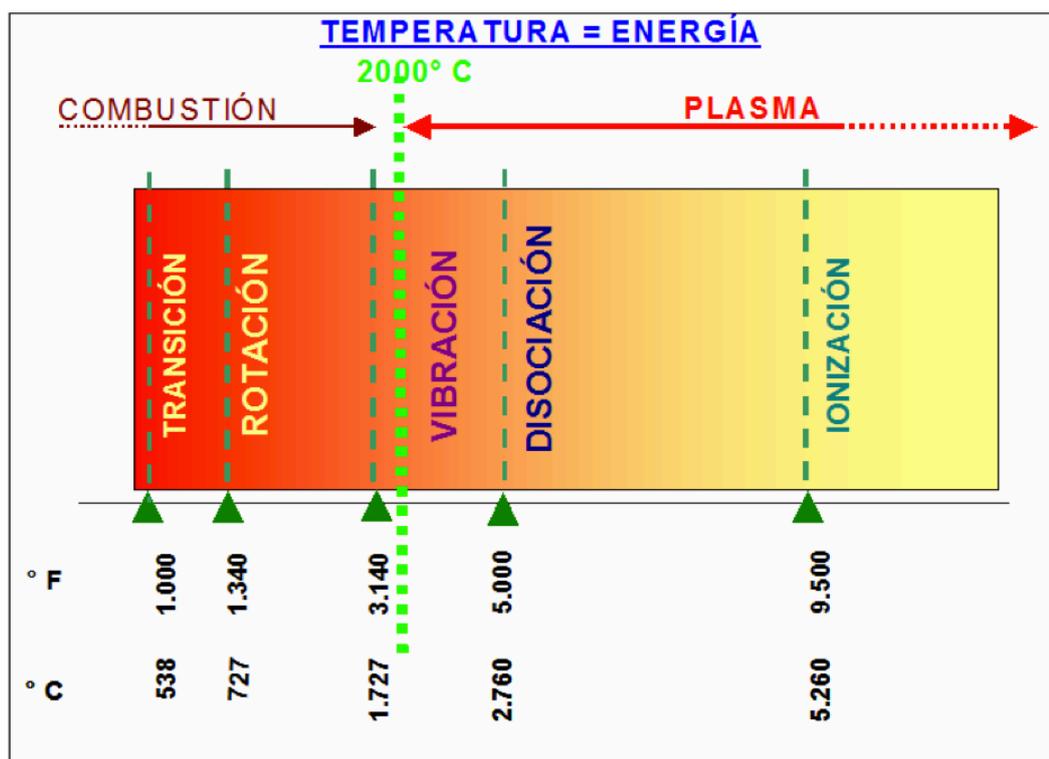


Figura 6.3 Etapas en la formación del plasma

(Fuente: Acciona)

Debido a las altas temperaturas y la existencia de electrones libres producidos en el arco se produce la disociación molecular de la fracción orgánica del residuo. El gas de síntesis que se extrae de esta etapa tiene una composición aproximada de 45% H₂ – 55% CO. Se extraen también como residuos: cloro en forma de clorhídrico (HCl), flúor como ácido clorhídrico (HF) y azufre como ácido sulfúrico (HS).

En la figura 6.4 se puede ver un ejemplo de la vasija en la cual se introducen los residuos y se crea el plasma. La vasija esta diseñada para que no haya posibilidad de que el residuo salga sin pasar por el plasma.

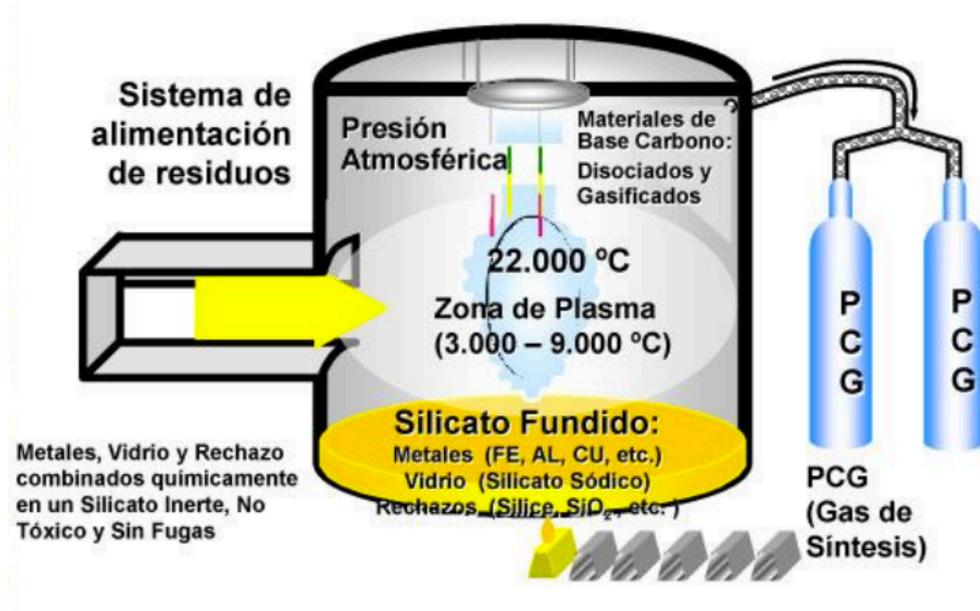


Figura 6.4 Ejemplo de vasija

(Fuente: Materiales Renovados)

Los elementos inorgánicos, no útiles para la formación del gas de síntesis, caen al fondo de la vasija y forman un vidrio inocuo que se puede aprovechar su uso para otras industrias como la construcción. Se consiguen importantes reducciones volumétricas de los residuos, del orden de 300 a 1 y se sobrepasan los requerimientos ambientales y de seguridad.

La composición del gas de síntesis formado en la vasija se muestra en la tabla 6.1.



Gas	Porcentaje
Monóxido de Carbono	25-40
Dioxido de Carbono	3-5
Hidrógeno	40-60
Oxígeno	0-1
Nitrógeno	2-6
Hidrocarburos Totales	1-5

Tabla 6.1 Composición Típica del Gas de Síntesis

(Fuente: Materiales Renovados)

La composición en kg/h del gas de síntesis que sale de la vasija es la mostrada en la tabla 6.2.

Elemento	kg/h
H ₂	90,2
N ₂	152,1
CO	1330
CO ₂	295,8
CH ₄	0,1
Ar	22,9
H ₂ S	1,3

Tabla 6.2 Composición del Gas de Síntesis en kg/h

(Fuente: Materiales Renovados)

6.1.2.3 Enfriamiento

Una vez terminada la etapa de disociación molecular, el gas de síntesis se encuentra a temperaturas muy altas. Estas pueden alcanzar unos 1.300°C fácilmente. Por lo tanto, con esta etapa del proceso se reduce la temperatura a unos 400°C. Para hacer esta reducción de temperatura se dispone de una caldera de vapor que absorbe el calor contenido en el gas de síntesis.

Se aprovecha calor eliminado de esta etapa de enfriamiento mediante un ciclo de Rankine para producir energía eléctrica y cubrir parte de la demanda eléctrica que

requiere el proceso. El ciclo de Rankine, representado en la figura 6.5, es un sistema de recuperación de calor que está compuesto por:

- Una caldera de recuperación, donde se intercambia el calor entre el gas de síntesis y el agua produciéndose vapor.
- Una turbina de vapor, la cual genera la electricidad transformando la energía contenida en el vapor de agua en movimiento de la turbina de vapor.
- Un desgasificador, que es un precalentador abierto que extrae el oxígeno disuelto que pueda quedar al condensar el vapor.
- Un condensador, que es un intercambiador de calor de tubos donde el vapor condensa.
- Unas bombas, para que circule el fluido.
- Una válvula, que conecta la extracción de la turbina con el desgasificador.

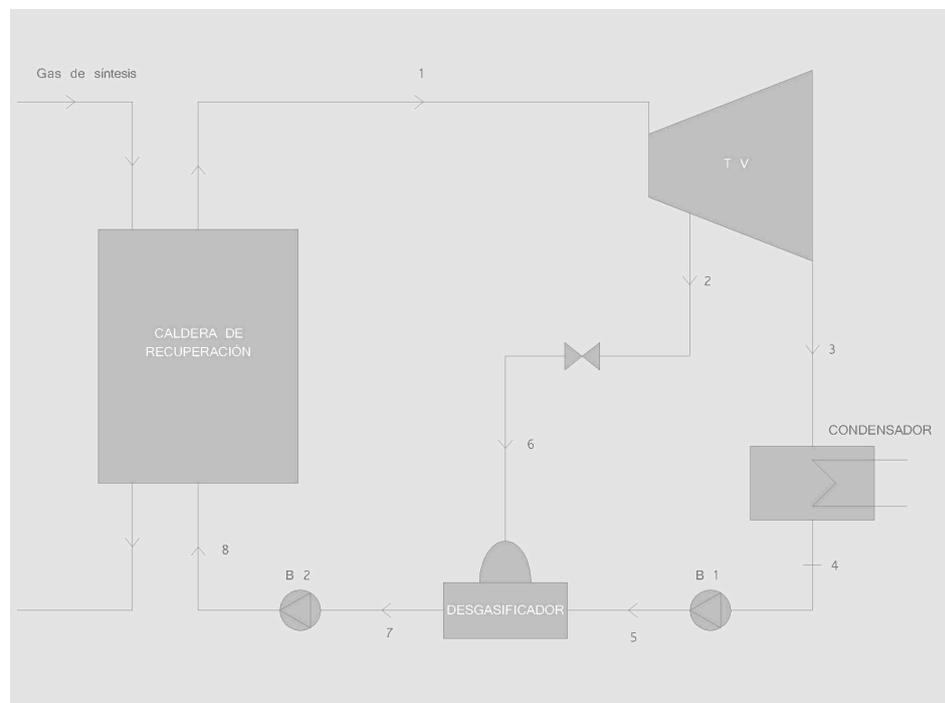


Figura 6.5 Ciclo de Rankine

(Fuente: [25])



Además, se emplea también el calor residual para reducir la humedad contenida en los residuos que se introducen en la vasija y así mejorar el rendimiento.

6.1.2.4 Filtrado

Tras la caldera de recuperación de calor el gas se introduce un filtro en seco auxiliar para ayudar a la filtración de partículas. Este filtro auxiliar puede ser de tierra de diatomeas para filtración simple de niveles por debajo de un micra o un filtro de limos hidratados que filtra y neutraliza los gases ácidos. A continuación el gas de síntesis se lleva a la unidad de filtrado principal, el filtro de mangas. Se hace pasar el gas de síntesis a través de una tela en forma de manga. Esta integrada por partículas de acero inoxidable con aproximadamente 510 m² de superficie de filtrado para eliminar las partículas presentes en el gas que sean menores de una micra. La unidad de filtrado está equipada con un sistema de limpieza automático que elimina los sólidos depositados en los elementos del filtro [18].

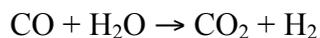
6.1.2.5 Neutralización/Limpieza

Tras el filtrado, el gas de síntesis atraviesa unas torres verticales de lavado para depurarlo. Las torres de lavado está compuesto por un conjunto de 4 columnas de acero inoxidable, de 90 cm² de diámetro y con empaquetadura de anillos de acero inoxidable. Las torres son torres de enfriamiento, dos torres de lavado de gases y una torre de extracción. En estas torres se elimina el H₂S contenido en el gas.

Tras este proceso, el gas de síntesis atraviesa el water-gas shift reactor para eliminar la masa de CO presente y aumentar la cantidad de hidrógeno. Se introduce agua en forma de vapor y al reaccionar con el CO se convierte el agua en hidrógeno.



La reacción que se produce es:



El CO₂ restante produce emisiones aceptables y no hace falta hacer captura y secuestro.

La composición resultante final del gas de síntesis tras el proceso de limpieza y acondicionamiento es la mostrada en la tabla 6.3.

Elemento	% Peso	% Volumen
H ₂	58,01	95,17
N ₂	37,94	4,49
CH ₄	0,04	0,01
Ar	4,01	0,33

Tabla 6.3 Composición Final del Gas de Síntesis

(Fuente: Materiales Renovados)

Este proceso supone la depuración final. Una vez realizada esta purificación el gas de síntesis está preparado para ser aprovechado para la producción de electricidad mediante pilas de combustible de una forma gestionable.

6.2 VENTAJAS E INCONVENIENTES

6.2.1 COMPARACIÓN CON INCINERACIÓN

A menudo se percibe que la gasificación por plasma es esencialmente como la incineración. Pero la incineración se centra en la reducción de los residuos a cenizas mientras que la gasificación por plasma implica la conversión de los residuos en gas de síntesis y un silicato vitrificado. Esto supone gran rechazo



social. Pero hay diferencias significantes entre ambos sistemas. En la figura 6.6 se muestran las principales diferencias entre ambas tecnologías.

Gasificación por Plasma	Incineración
Ocurre en la ausencia o casi ausencia de oxígeno, no hay combustión.	El exceso de aire es inducido a garantizar una combustión completa.
Los gases resultantes de la degradación de los compuestos orgánicos se recogen y se utilizan para la producción de diversas formas de energía y / o productos químicos industriales.	Toda la energía potencial se convierte en calor.
Los productos de degradación son en gran parte convertidos a inertes (no peligrosos) silicato vitrificado de un volumen de 6% al 15% del volumen de sólidos original.	Resultados de combustión en cenizas (hasta un 30% del volumen de los sólidos originales) que a menudo deben ser tratados como residuos peligrosos.
Emisiones sustancialmente menores que las resultantes de la incineración.	Emisiones mucho más contaminantes de gases de efecto invernadero y otros que con los sistemas de gasificación térmica.

Figura 6.6 Diferencia entre gasificación por plasma e incineración

(Fuente: Materiales Renovados)

6.2.2 VENTAJAS

Las ventajas de la gasificación por plasma, principalmente respecto a la incineración, son las siguientes:

- La generación a partir de la gasificación por plasma es gestionable mientras que la generación mediante incineración no es gestionable. Pueden pasar varios minutos desde que se pone en marcha el sistema hasta que se produce electricidad.
- La composición del gas de síntesis es mayor y el lavado del gas es simple y compacto.



- El rendimiento de la planta de gasificación por plasma es mayor que el de la planta de incineración.
- La planta de gasificación por plasma apenas produce emisiones mientras que la planta de incineración produce gran cantidad de gases ácidos.
- Se genera diez veces menos de residuos secundarios que en incineración.
- Los residuos producidos pueden emplearse en otras industrias.
- No está tan afectada por economías de escala y se puede instalar en módulos de forma que se descentraliza.

6.2.3 DESVENTAJAS

Las desventajas son:

- Requiere mayor control sobre los residuos entrantes.
- La alimentación del reactor debe ser más precisa y estable.
- Es una tecnología emergente, menos consolidada que la incineración.

El coste de la gasificación por plasma es similar al de la incineración.

6.3 TRATAMIENTO DE LOS RESIDUOS DE TORO

6.3.1 RESIDUOS EN TORO

Los residuos que se van a emplear en la planta de gasificación por plasma de Toro son los residuos sólidos urbanos y los procedentes de la producción del vino en la zona.



Como se mencionó en el apartado 4.4.1, en Toro se recoge una media de 16,21 toneladas al día de residuos sólidos urbanos [4]. Estos residuos están compuestos por 45% de materia orgánica como se vio en la figura 4.1. Por lo tanto, de los 16,21 toneladas al día que se recogen, son $16,21 \cdot 0,45 = 7,3$ toneladas de materia orgánica que resultarán de provecho para producir el gas de síntesis final.

En cuanto a los residuos de la producción del vino, como se ha mencionado anteriormente, hay 5.800 ha dedicadas al cultivo del vino Denominación de Origen Toro, se estima que en esta superficie se recojan 11.842 toneladas de residuos al año [5]. Tradicionalmente, los meses de febrero y marzo son los de mayor actividad en cuanto a la poda. Por lo que es en esos meses en los que se recogen las 11.842 toneladas de residuos que se dividirán para emplearlos en la planta durante los siguientes meses. Se supondrá dichos residuos aguantan en buenas condiciones y mantienen sus propiedades orgánicas durante 6 meses, por lo que se procesará en la planta esta cantidad extra de residuos durante los meses de febrero, marzo, abril, mayo, junio y julio (181 días).

La planta se dimensiona de forma que sea capaz de tratar en un día al menos todos los residuos sólidos urbanos y con margen para tratar los provenientes de la poda en los meses que estén disponibles. Por lo tanto, se elige una planta capaz de procesar **25 toneladas al día**. De esta forma se pueden tratar todos los residuos sólidos urbanos en enero, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre y en los demás meses se completará hasta capacidad máxima diaria con los residuos recogidos en la poda.

6.3.2 APROVECHAMIENTO DE LOS RESIDUOS

A continuación se presenta estudia la cantidad de hidrógeno que será capaz de producir la planta tratando los residuos producidos en Toro. Para obtener este valor se realiza un balance energético.



En los meses en los que no se dispone de los residuos de la vid, el caudal diario que atraviesa el sistema es $16.210 \text{ kg/día} / 24 \text{ h/día} = 675,42 \text{ kg/h}$ y durante los meses que disponen de esos meses adicionales es $25.000 \text{ kg/día} / 24 \text{ h/día} = 1041,67 \text{ kg/h}$.

Para hacer el balance de masa y energía se suponen las composiciones iniciales y su poder calorífico de los residuos presentados en las tablas 6.4 y 6.5 para el caso de meses sin adición de residuos vinícolas y con adición de residuos vinícolas respectivamente. Estos valores de referencia son proporcionados por Materiales Renovados.

Residuos Iniciales		
	Porcentaje	Masa
C	0,3444	232,6135
H	0,0431	29,1104583
O	0,208	140,486667
N	0,005	3,37708333
S	0,0007	0,47279167
Cl	0	0
inorg	0,1988	134,272833
humedad	0,2	135,083333
Caudal (kg/h)	675,4167	
HHV (kW)	2794,581	

Tabla 6.4 Composición, caudal y poder calorífico de RSU

(Fuente: Elaboración propia con referencias de Materiales Renovados)



Residuos Iniciales		
	Porcentaje	Masa
C	0,3444	358,750
H	0,0431	44,896
O	0,208	216,667
N	0,005	5,208
S	0,0007	0,729
Cl	0	0,000
inorg	0,1988	207,083
humedad	0,2	208,333
Caudal (kg/h)		1041,66667
HHV (kW)		4309,96473

Tabla 6.5 Composición, caudal y poder calorífico de RSU y residuos vinícolas

(Fuente: Elaboración propia con referencias de Materiales Renovados)

A partir de estos se hace un balance de masas del cual se puede obtener la composición másica del gas de síntesis limpio que contendrá CO e H₂. Como ya se ha explicado, mediante la reacción water gas shift se obtiene más H₂ a partir del CO. Este H₂ se puede calcular ya que en la reacción se tiene una relación de moles de CO respecto a moles de H₂ de uno.

En las figuras 6.7 y 6.8 se tiene los balances mencionados anteriormente.

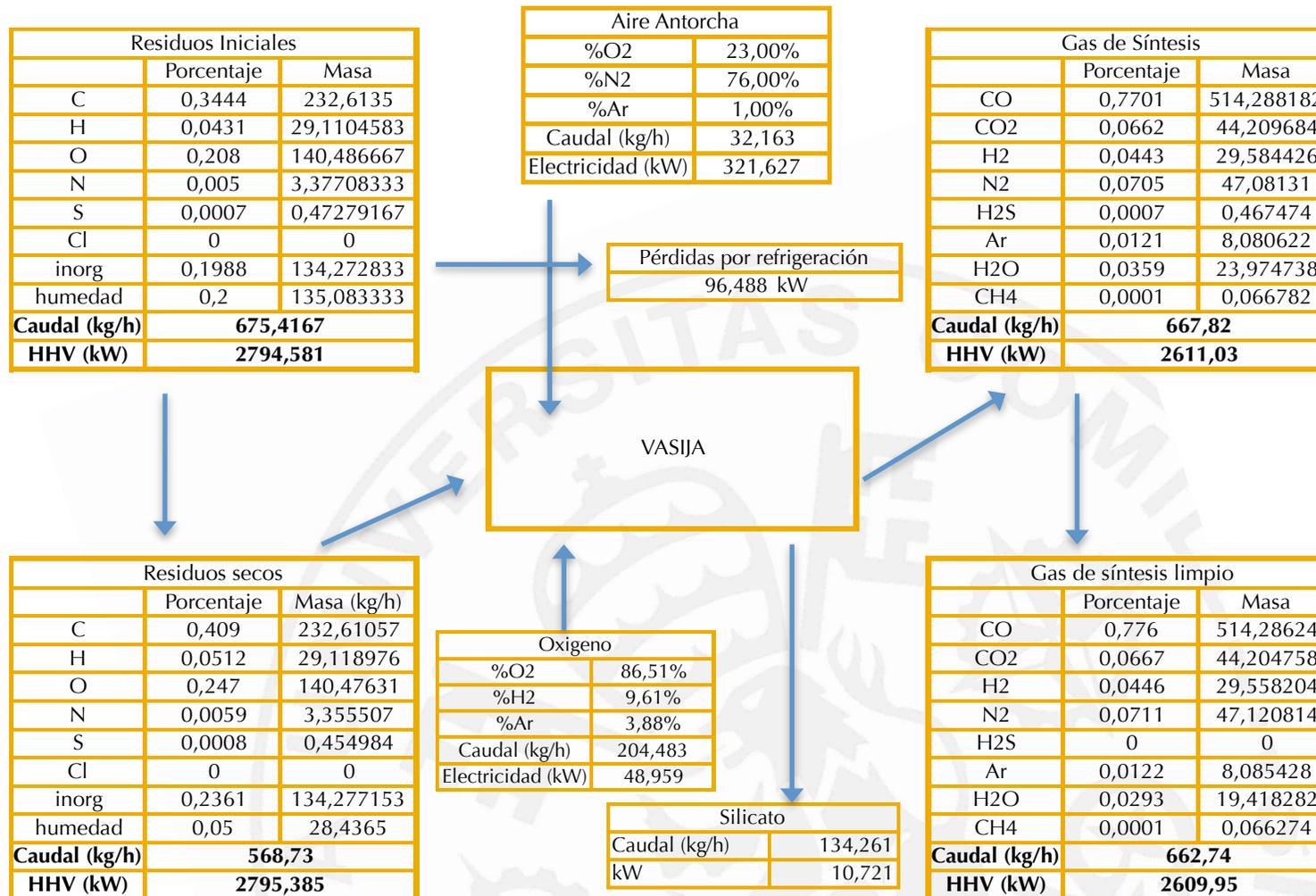


Figura 6.7 Balance para meses sin residuos vinícolas

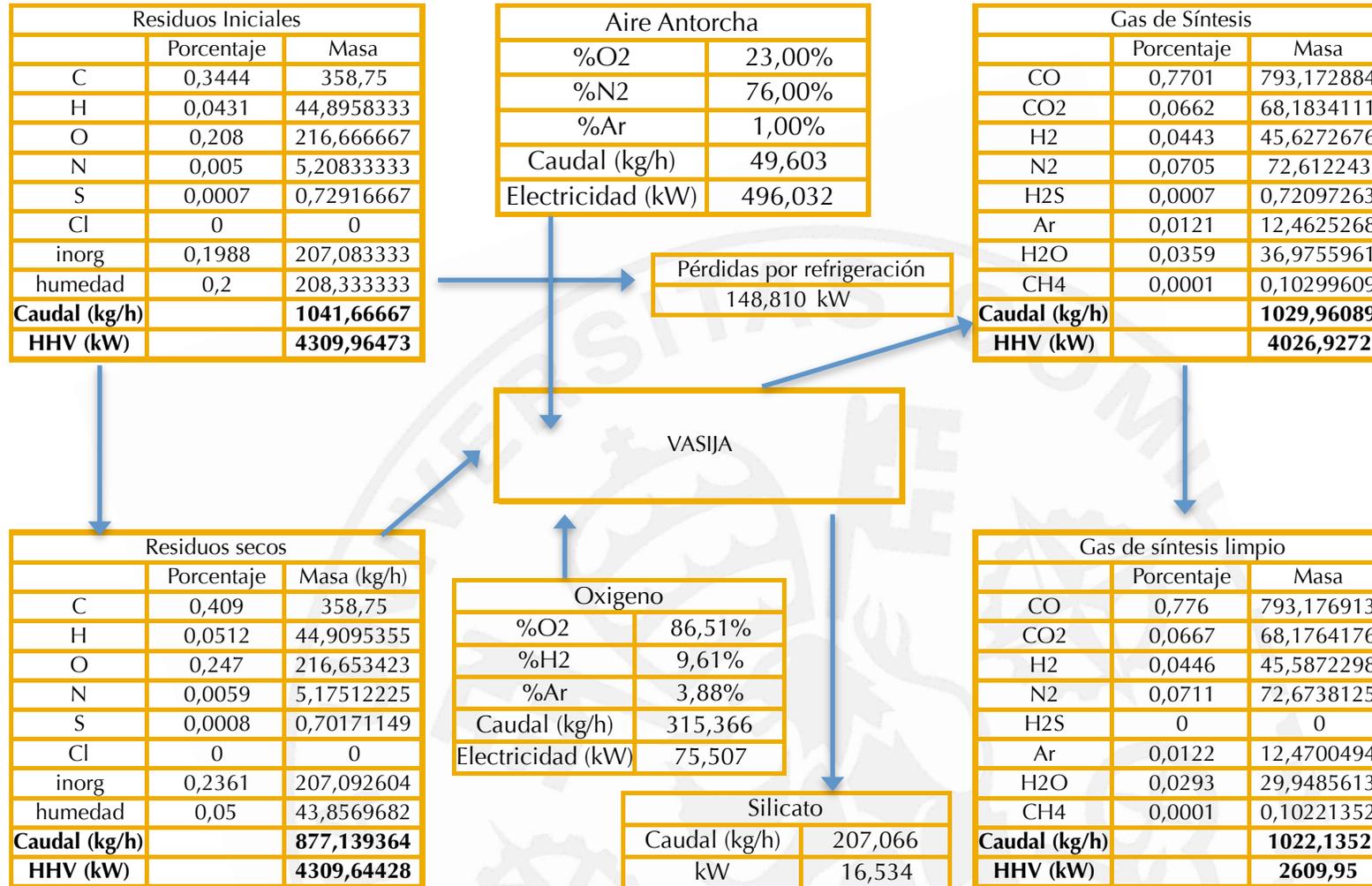


Figura 6.8 Balance para meses con residuos vinícolas



Se conoce la composición final. Se tienen 514,28 kg de CO y 29,56 kg de H₂ cada hora en los meses sin adición de residuos vinícolas y 793,18 kg de CO y 45,59 kg de H₂ cada hora en los meses en los que se incluyen los residuos vinícolas.

Como la relación de moles en la reacción en el water gas shift reactor ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$) es de uno a uno, se puede calcular la cantidad de masa de hidrógeno obtenida en la reacción. Se calcula conociendo la cantidad de masa de CO, su masa molar (28 g/mol) y la masa molar del hidrógeno (2 g/mol).

En el primer caso, se tienen 514,28 kg de CO, con una masa molar de 28 g/mol, así que se obtienen:

$$514,28 \cdot 10^3 \text{ g} / 28 \text{ g/mol} = 18.367,14 \text{ mol de CO.}$$

Suponiendo el mismo número de moles de hidrógeno obtenidos y la masa molar del hidrógeno 2 g/mol, se tienen:

$$18.367,14 \text{ mol} \cdot 2 \text{ g/mol} = 36,73 \text{ kg de H}_2 \text{ por hora.}$$

Para el segundo caso, hay 793,18 kg de CO, por lo tanto:

$$793,18 \cdot 10^3 / 28 \text{ g/mol} = 28.327,86 \text{ mol de CO}$$

Siendo la masa de hidrógeno:

$$28.327,86 \text{ mol} \cdot 2 \text{ g/mol} = 56,66 \text{ kg de H}_2 \text{ por hora}$$

De esta forma, con el hidrógeno obtenido del gas de síntesis más el convertido en la reacción Water gas Shift, se producen en la planta:

$$29,56 + 36,73 = \mathbf{66,29 \text{ kg/h}} \text{ de H}_2 \text{ en los meses sin residuos vinícolas y}$$



$56,66 + 45,59 = 102,25 \text{ kg/h}$ de H_2 en los demás meses.

En la tabla 6.6 se resumen la cantidad de hidrógeno producido diariamente por mes.

Enero	66,29 kg/h
Febrero	102,25 kg/h
Marzo	102,25 kg/h
Abril	102,25 kg/h
Mayo	102,25 kg/h
Junio	102,25 kg/h
Julio	102,25 kg/h
Agosto	66,29 kg/h
Septiembre	66,29 kg/h
Octubre	66,29 kg/h
Noviembre	66,29 kg/h
Diciembre	66,29 kg/h

Tabla 6.6 Cantidad de hidrógeno producido mensualmente

Es decir, cada hora del año se producen en la planta o bien 66,29 kg o 102,25 kg de hidrógeno. Esto supondría producir en un año 736.910,64 kg de hidrógeno en un año.

Se puede realizar una estimación de la energía capaz de generarse mediante este hidrógeno producido conociendo la equivalencia hidrógeno – energía de la tabla 6.7.

De esta forma, en un año de funcionamiento de la planta de gasificación por plasma, se puede generar con el hidrógeno obtenido hasta 33,33 kWh/kg · 736.910,64 kg = 24561231,63 kWh, es decir, **24,56 GWh**.



Masa H2	Energía	
	kg	MJ
1	120	33,33
0,0899	10,8	3
0,0708	8,495	2,359
0,00833	1	0,278
0,03	3,6	1

Tabla 6.7 relación masa hidrógeno – energía

(Fuente: Asociación Española del Hidrógeno [33])

Este hidrógeno se almacena para emplear en las pilas de combustible que se explican a continuación.

6.3.3 CICLO DE RANKINE

Aprovechando el calor que adquiere el gas de síntesis en la vasija, se utiliza un ciclo de Rankine para producir electricidad y realizar el secado de los residuos ante de introducirlos en la vasija.

A continuación se realiza el estudio de la potencia de dicho ciclo. Este ciclo está en funcionamiento mientras que se estén tratando los residuos en la planta de gasificación por plasma, es decir, constantemente.

Se muestra en la figura 6.9 el esquema del ciclo de Rankine con el que se va a trabajar.

En el circuito de gas de síntesis hay un caudal de 667,82 kg/h o 1029,96 kg/h (dependiendo del mes de trabajo), la temperatura de entrada es de 1250°C y de salida de 500°C. Por lo tanto, el calor aprovecha en este circuito es 260,17 kW y 410,25 kW en función de los meses.

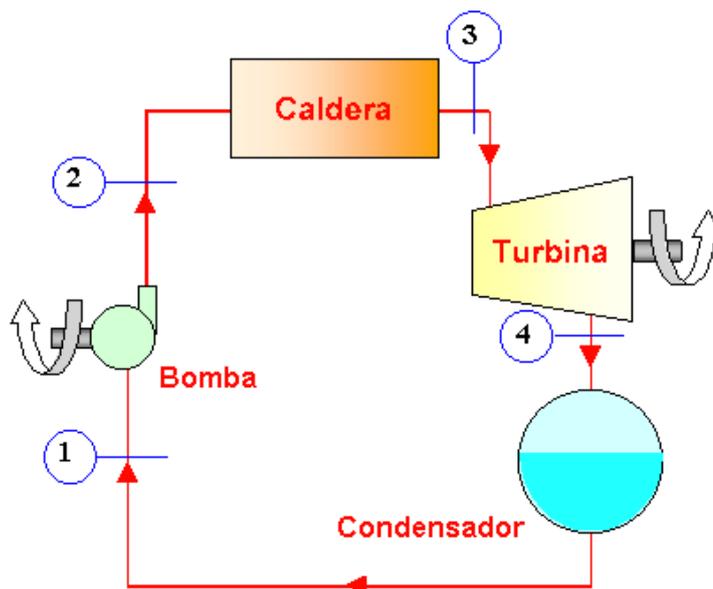


Figura 6.9 Esquema Ciclo de Rankine

En el circuito de agua/vapor se tiene un caudal de 286,6 o 451,58 kg/h. Se supone presión del agua de alimentación 40 bar, temperatura del vapor 500°C y temperatura del agua de alimentación 41,63°C.

Las características de trabajo de cada punto del circuito del ciclo de Rankine se muestran en la tabla 6.8 y 6.9 para los distintos meses.

Punto	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	m (kg/h)
1	0,08	41,51	173,8	286,6
2	40	41,63	177,8	286,6
3	40	500	3444,69	286,6
4	0,08	41,51	2403,1	286,6

Tabla 6.8 Características del ciclo de Rankine usando solo RSU en la planta



Punto	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	m (kg/h)
1	0,08	41,51	173,8	451,58
2	40	41,63	177,8	451,58
3	40	500	3444,69	451,58
4	0,08	41,51	2403,1	451,58

Tabla 6.9 Características del ciclo de Rankine usando RSU y residuos vinícolas

Por lo tanto, se puede calcular la potencia generada por la turbina en los meses con menos caudal:

$$W_t = m \text{ (kg/s)} \cdot (h_3 - h_4) = 82,92$$

Aplicando el rendimiento de la turbina queda en 79,19 kW durante 6 meses del año.

La potencia consumida por la bomba es

$$W_b = m \text{ (kg/s)} \cdot (h_2 - h_1) = 0,318 \text{ kW}$$

Aplicando su rendimiento, consume 0,289 kW.

Por lo tanto, $W_t - W_b = 79,19 - 0,289 = 78,9 \text{ kW}$, que es la potencia del ciclo de Rankine.

Se puede concluir que la potencia del ciclo de Rankine, durante los meses en los que solo se procesan los RSU en la planta, es: **78,9 kW**.

En los meses con más caudal, de la misma forma, se calcula una potencia generada en la turbina de 124, 776 kW y potencia consumida por la bomba de 0,4566 kW.

Por lo tanto, en los meses con mayor caudal, la potencia del ciclo de Rankine es de **124, 32 kW**.

Conocidos estos valores, se estima que la electricidad producida por el ciclo de Rankine para las dos épocas diferenciadas es:



RSU	350,32 MWh
RSU + Residuos Vino	540,05 MWh

Tabla 6.10 Generación del Ciclo de Rankine

En definitiva, el ciclo de Rankine produce en un año **890,36 MWh** en un año.



Capítulo 7 PILAS DE COMBUSTIBLE

7.1 INTRODUCCIÓN

Un pila de combustible es un dispositivo que utiliza una fuente de combustible, como el hidrógeno, y un oxidante para crear electricidad a partir de un proceso electroquímico. Es un método muy eficiente ya que la energía química del hidrógeno puede ser convertida de forma directa en energía eléctrica sin el paso intermedio del accionamiento térmico de un ciclo de potencia.

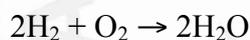
Las pilas de combustible presentan la ventaja adicional que es que la combustión sólo libera vapor de agua, libre de CO₂.

El hidrógeno no es un recurso sino un vector energético, es decir, un portador de energía. Esto supone que se ha de producir a partir de fuentes energéticas, conteniendo una cierta cantidad de energía una vez producido.

El mayor obstáculo de las pilas de combustible es su coste. Aún no pueden competir con tecnologías más tradicionales de producción de energía.

7.2 FUNCIONAMIENTO DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE

El principio de funcionamiento es inverso al de una electrólisis. Por ejemplo, en la electrólisis del agua, se separa este compuesto en sus dos componentes, hidrógeno y oxígeno, mientras que en una pila de combustible se obtendría una corriente eléctrica por medio de la reacción de estos dos gases :



La mayoría de las pilas de combustible son una suma de pilas individuales que reciben el nombre de células o celdas de combustible. Cada celda consta de dos electrodos, ánodo y cátodo separados por un electrolito sólido o líquido. En la figura 7.1 se puede ver un esquema de un tipo de pila combustible sencillo en el que el electrolito es una membrana. En el ánodo se produce la reacción del hidrógeno, que se disocia en dos protones y dos electrones. Los protones de hidrógeno circulan a través de la membrana hasta el cátodo, mientras los electrones, que no pueden atravesar la membrana, escapan por un circuito eléctrico que conecta los dos electrodos. Este flujo de electrones es la corriente eléctrica que se produce. Una vez atravesado el circuito, los electrones entran en el cátodo, donde se combinan con los protones y el oxígeno del aire para formar agua.

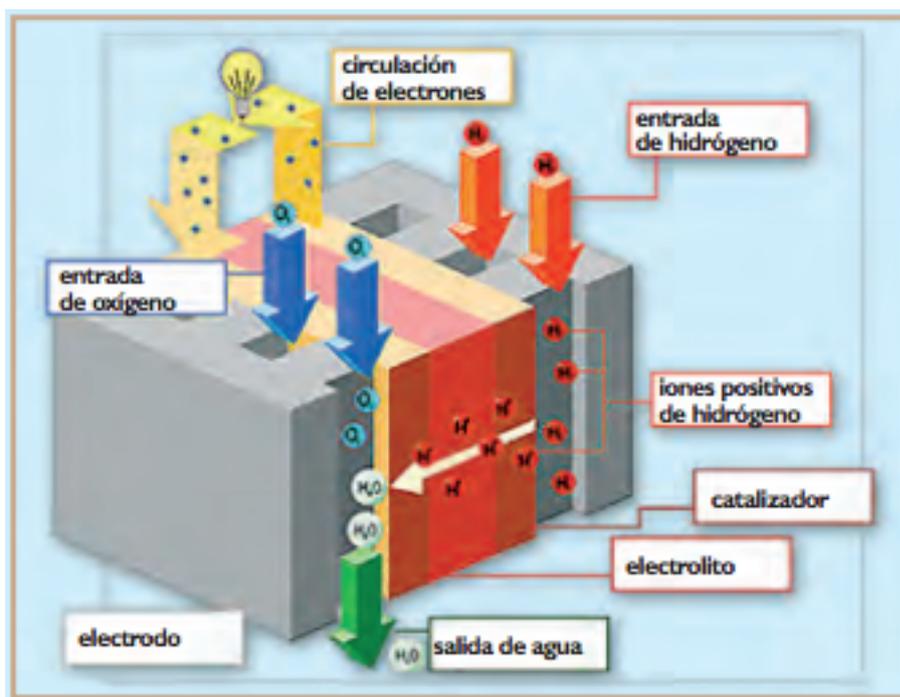


Figura 7.1 Funcionamiento de una pila de combustible

(Fuente: Asociación Española de Pilas de Combustible)



7.3 TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE

Las pilas de combustible se clasifican principalmente teniendo en cuenta el electrolito que emplean. Las pilas más conocidas son [28]:

7.3.1 PILAS DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO PROTÓNICO (PEMFC):

Usan como electrolito un polímero sólido y electrodos porosos de carbono que contienen un catalizador de platino. Operan a temperaturas bajas lo cual permite que arranquen rápidamente al necesitar poco tiempo de calentamiento. Esto supone menor desgaste de los componentes del sistema y mayor vida útil. Proporcionan una densidad energética elevada. Son ligeras y pequeñas. Se usan principalmente para el transporte e instalaciones estacionarias.

7.3.2 PILAS ALCALINAS (AFC):

Es de los diseños más viejos. utilizan una solución de hidróxido de potasio en agua como electrolito y pueden usar una gran variedad de metales no preciosos como catalizadores en el ánodo y cátodo. Trabaja a temperaturas entre 100 y 200°C.

Estas pilas son de alto rendimiento debido a la velocidad que tienen las reacciones que se producen en ellas. Su desventaja es su sensibilidad a la contaminación por dióxido de carbono por lo que es necesario purificar el oxígeno e hidrógeno empleados, lo cual encarece el coste.

7.3.3 PILAS DE ÁCIDO FOSFÓRICO (PAFC):

Estas pilas utilizan ácido fosfórico líquido como electrolito y electrodos de carbono poroso que contienen un catalizador de platino.



Es de los tipos de pilas mas desarrollados y usados en la actualidad. Se suele emplear en la generación de energía estacionaria pero también se ha usado en vehículos pesados.

Presentan una eficacia del 85% cuando se utilizan como generadores de energía eléctrica y calórica, pero son menos eficaces, entre 37 y 42 %, cuando generan sólo energía eléctrica.

Estas pilas presentan gran peso y tamaño y son mas caras. Además, necesitan un catalizador de platino que incrementa su coste. una de estas pilas puede costar entre 3.500 y 4.000 € por kilovatio.

7.3.4 PILAS DE CARBONATOS FUNDIDOS (MCFC):

Son pilas de combustible de alta temperatura que utilizan un electrolito compuesto de una mezcla de sales de carbonato fundidas dispersas en una matriz cerámica porosa y químicamente inerte de óxido de litio-aluminio. Operan a temperaturas alrededor de 650°C.

Estas pilas son más eficientes y cuestan menos que las pilas de ácido fosfórico. Pueden tener un rendimiento de 60%. Son pilas más resistentes a las impurezas. la gran desventaja de esta pila es la duración. Las altas temperaturas y el electrolito corrosivo hacen que sus componentes se deterioren reduciendo la duración de la pila.

7.3.5 PILAS DE ÓXIDOS SÓLIDOS (SOFC):

Emplean como electrolito un componente de cerámica duro y no poroso. Se espera que tengan un rendimiento de 50-60%. Operan a temperaturas muy elevadas, entre 650 y 1000°C y produce vapor, CO₂ y electricidad. Puede utilizarse en escala grande y pequeña, en sistemas de alta potencia. La desventaja de estas pilas es que el arranque es lento y necesitan abundante protección debido a las altas temperaturas.



En la figura 7.2 se muestra una tabla con algunas de las diferencias características entre las distintas pilas de combustible.

Tipo	Electrolito*	Ion de transporte**	Temperatura de operación (°C)
Membrana polimérica (PEM)	Polímero sólido	H ⁺	60-100
Alcalina (AFC)	Solución acuosa de (KOH)	OH ⁻	90-100
Acido fosfórico (PAFC)	H ₃ PO ₄ líquido	H ⁺	175-200
Carbonatos fundidos (MFCCF)	Solución líquida de LiKCO ₃	CO ₃ ²⁻	600-1000
Óxidos sólidos (SOFC)	Y-ZrO ₂	O ²⁻	600-1000

* La membrana más utilizada en el tipo PEM es el naftión; KOH: hidróxido de potasio (potasa); H₃PO₄: ácido (orto)fosfórico; LiKCO₃: carbonatos de litio y potasio, aunque son posibles otras combinaciones de carbonatos alcalinos; Y-ZrO₂: óxido de zirconio (zirconia) estabilizado con una pequeña cantidad de itrio; un material cerámico.

** ion que se desplaza de un electrodo a otro. En las de los tipos PEM y PAFC las cargas positivas que se han formado en el ánodo se desplazan hasta el cátodo, donde reaccionan con el oxígeno; en el resto de los tipos ocurre lo contrario: son los iones negativos los que atraviesan el electrolito para combinarse con el hidrógeno.

Fuente: Los Alamos National Laboratory

Figura 7.2 Comparativa de las diferentes pilas de combustible

(Fuente: Los Alamos National Laboratory)

En la tabla 7.1 se recogen los diferentes rendimientos dependiendo de la pila de combustible.

	Rendimiento
PEMFC	> 50 %
AFC	> 50 %
PAFC	36 - 45
MCFC	43 - 55
SOFC	43 - 55

Tabla 7.1 Eficiencia de los tipos de pilas de combustible

(Fuente:[27])



7.4 ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO

Existen varios procesos para almacenar el hidrógeno que se enfrentan a que el hidrógeno almacena mucha energía en por unidad de masa pero muy poca por unidad de volumen. Por lo tanto, la forma de incrementar la densidad volumétrica del procedimiento es un campo de estudio muy activo.

Los métodos hasta el momento son [27]:

Almacenamiento de gas a Presión

Es la forma más difundida y con más experiencia pero las densidades volumétricas conseguidas son las menores a menos que se emplee alta presión. Las presiones actuales de trabajo son de 200 bar, llegando a 700 bar en equipos más avanzados. El hidrógeno se puede almacenar en forma gaseosa en diferentes tipos de depósitos. El gas se comprime y se envasa en botellas o plataformas y estas se pueden trasladar hasta el centro de consumo.

Almacenamiento de Hidrógeno Líquido

Esta tecnología no está tan extendida como la del hidrógeno comprimido. Es una tecnología compleja que parece que quedará reservada al uso industrial.

La temperatura de saturación del hidrógeno a 1 atm es de unos 20 K (-253°C). Esta es la máxima temperatura a la que el hidrógeno existe como líquido a presión ambiente, y que por lo tanto tiene que ser mantenida para almacenarlo en ese estado. Por lo tanto existe la dificultad de tener que alcanzar esa temperatura y mantenerla para almacenarlo de esta forma.

Almacenamiento en Hidruros Metálicos

Este método de almacenamiento se realiza por medios químicos. Existen compuestos metálicos que presentan la propiedad de combinarse con el hidrógeno



en una reacción reversible. Se ha comprobado que las reacciones químicas involucradas en los procesos de formación y descomposición son lo suficiente rápidos para como para considerar emplearlas en sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

Otros Métodos

Otras formas de almacenamiento pueden ser en carbón, en forma de compuesto químico, en microesferas de vidrio y en zeolitas.

En la tabla 7.2 se presentan las eficiencias volumétricas y másicas de las diferentes tecnologías de almacenamiento.

	Densidad energética volumétrica teórica [kWh/l] ⁽¹⁾	Densidad energética volumétrica del contenedor [kWh/l] ⁽²⁾	Fracción másica útil de hidrógeno [%] ⁽³⁾	Proyección de la fracción másica útil de hidrógeno [%] ⁽⁴⁾
H ₂ líquido (1 bar; 20 K)	2,4	1,2	6	12
H ₂ comprimido (700 bar; 300 K)	1,3	1,1	4	9
Carbón activado (100 bar; 300 K)	0,6	0,2	1	2
Carbón activado (100 bar; 77 K)	1,9	0,5	4	6
Hidruros metálicos intersticiales (AB ₂ , AB ₃)	4,2	1,8	1,5	2
Hidruros metálicos complejos	4,2	0,7	5	7
Hidruros químicos (NaBH ₄)	3,7	1,4	6	9

Tabla 7.2 Eficiencias volumétricas y másicas de los métodos de almacenamiento de hidrógeno

(Fuente: [27])



7.5 SELECCIÓN DE LA PILA DE COMBUSTIBLE

Entre los distintos tipos de pilas de combustible, las pilas de membrana de intercambio protónico (PEMFC) son las más adecuadas para emplear en esta microrred. Se eligen estas para el sistema ya que están muy estudiadas y presentan alta eficiencia. Además, son adecuadas para el uso estacionario que se les va a dar. Esta pila presenta la gran ventaja de que su puesta en marcha es muy rápida y que se adapta a cambios imprevistos en la demanda lo cual es esencial para nuestra microrred ya que hace que se deberá poder disponer de esta fuente de electricidad inmediatamente tras la ausencia de otra de las fuentes no gestionables. Esta es la solución gestionable que suplirá a la energía eólica, fotovoltaica e hidráulica cuando estas no estén funcionando.

Tomando como referencia la características de las pilas de combustible del proyecto final de carrera de Ignacio Romero, se puede instalar pilas de combustible con potencia neta de 1 MW, capaz de suministrar la demanda pico, con una eficiencia de 40%. El consumo de combustible para su funcionamiento es de 63 kg/h de H₂.



Capítulo 8 CONJUNTO DE LA MICRORRED

8.1 INTEGRACIÓN EN LA MICRORRED

En definitiva, las fuentes de energía que participan en la generación eléctrica de nuestra microrred son solar fotovoltaica, eólica, minihidráulica y pilas de combustible.

Todas ellas son fuentes de energía renovables, siendo la única gestionable las pilas de combustible. Estas funcionarán con el hidrógeno almacenado durante las épocas que las fuentes no gestionables puedan cubrir la demanda de Toro.

La capacidad instalada y producción estimada de cada fuente de energía se agrupa en la tabla 8.1.

	Potencia instalada	Producción Anual
Solar	1.632,5 kW	2,192 GWh
Eólica	37.380, kW	42,487 GWh
Minihidráulica	10.330, kW	43,499 GWh
Pilas de Combustible	2.000, kW	24,56 GWh
Ciclo de Rankine	124,32 kW	0,89 GWh
Total	51.466,82 kW	113,629 GWh

Tabla 8.1 Capacidad Instalada y Producción Anual de cada fuente



A partir de estas fuentes se pretende cubrir la demanda anual de la población de Toro. La electricidad total que se estima que puede producir la microrred en un año supera con margen la demanda anual en la zona de Toro (2,52 GWh en el año 2013). Pero esto no significa que puntualmente la demanda pueda ser superior a la generación. En estas ocasiones la microrred puede comprar electricidad de la red principal. También se puede dar el caso en el que haya exceso de generación y se venda electricidad generada en la microrred a la red principal.



Parte II ESTUDIO

ECONÓMICO DE LA

MICRORRED



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

Conjunto de la microrred



Capítulo 1 ESTUDIO ECONÓMICO DE LAS DISTINTAS FUENTES DE GENERACIÓN

En este capítulo se estudia el coste de la energía según su fuente de producción. Se analizará el coste que supone cada central de producción y a partir de ello el coste de la electricidad producida en ellas.

En la figura 1.1 se muestra como los costes se pueden dividir en las tres etapas de un proyecto. En primer lugar, donde se encuentran la mayor parte de los costes, está la inversión inicial para la construcción e instalación de la central correspondiente. En segundo lugar, existen los costes que supone la explotación de la planta de generación. Estos costes son los que se van a tener en cuenta para el estudio económico de la microrred. No incluiremos los costes de investigación y desarrollo ni los de fin de vida de la central de generación.

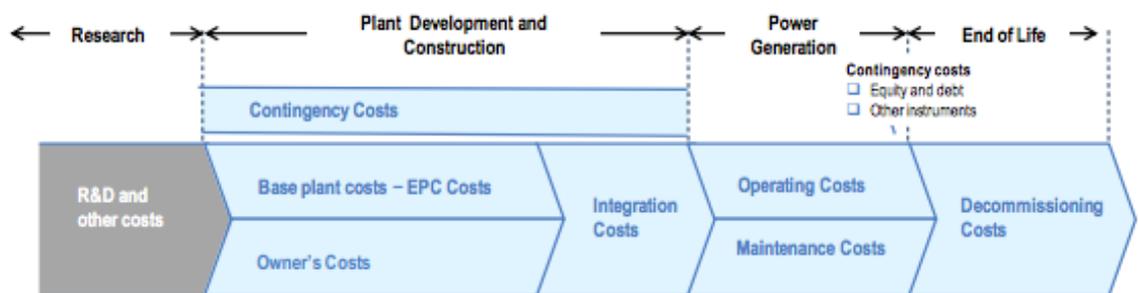


Figura 1.1 Distribución de costes en un proyecto de una planta de generación

Fuente: RETD

s

A continuación se pasa a estudiar el coste de los parques eólicos, las plantas fotovoltaicas, las minicentrales hidráulicas y la planta de gasificación por plasma (incluyendo las pilas de combustible).



1.1 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA EÓLICA

El coste de producción de la energía eólica se puede calcular teniendo en cuenta dos partes principales. En primer lugar, se tiene en cuenta la inversión inicial para crear la instalación. Será un coste fijo que se pagará al inicio e incluirá los costes necesarios hasta la puesta en marcha de la instalación. Esta inversión inicial se tendrá que amortizar a lo largo de la vida útil de la instalación. En segundo lugar, se tienen los costes anuales que supone la operación del parque eólica.

1.1.1 INVERSIÓN INICIAL

La parte que supone más inversión inicial son los aerogeneradores que forman el parque eólico. Las otras inversiones iniciales necesarias son aquellas para el equipamiento eléctrico, la obra civil y varios. En la figura 1.2 se ven los porcentajes en los que se reparten estos costes entre las distintas inversiones necesarias.

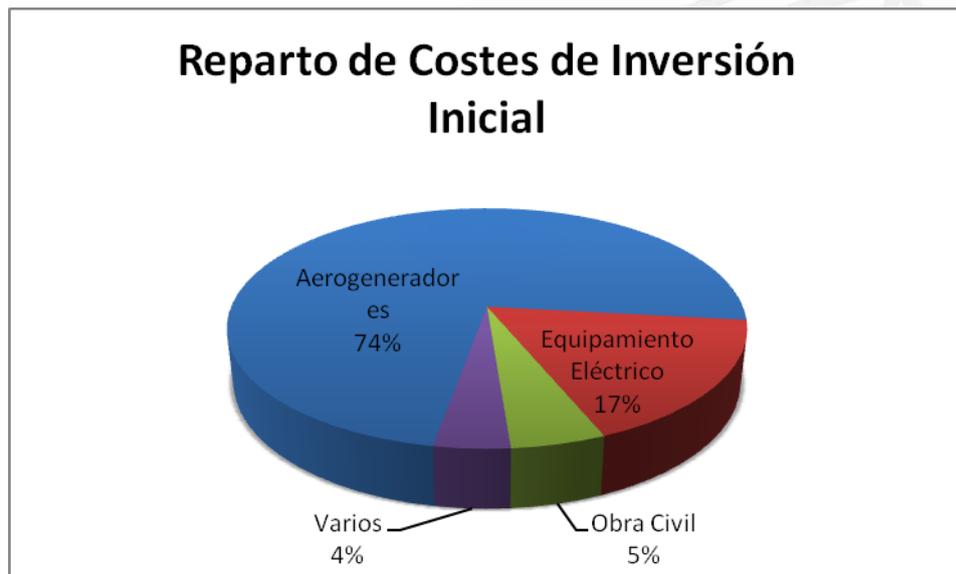


Figura 1.2 Porcentajes de costes de la inversión inicial

(Fuente: IDAE [16])



Como ya se ha mencionado, la mayor parte de la inversión proviene de la compra de los aerogeneradores instalados en el parque eólico. El precio de estos es distinto para cada parque eólico que compone nuestra microrred.

1.1.2 COSTES DE EXPLOTACIÓN

Una vez construido e instalado el parque eólico, la explotación de la instalación supone costes adicionales. Estos incluyen operación y mantenimiento, gestión y administración, terrenos y reparación y sustitución. Estos costes están repartidos según indica la figura 1.3.

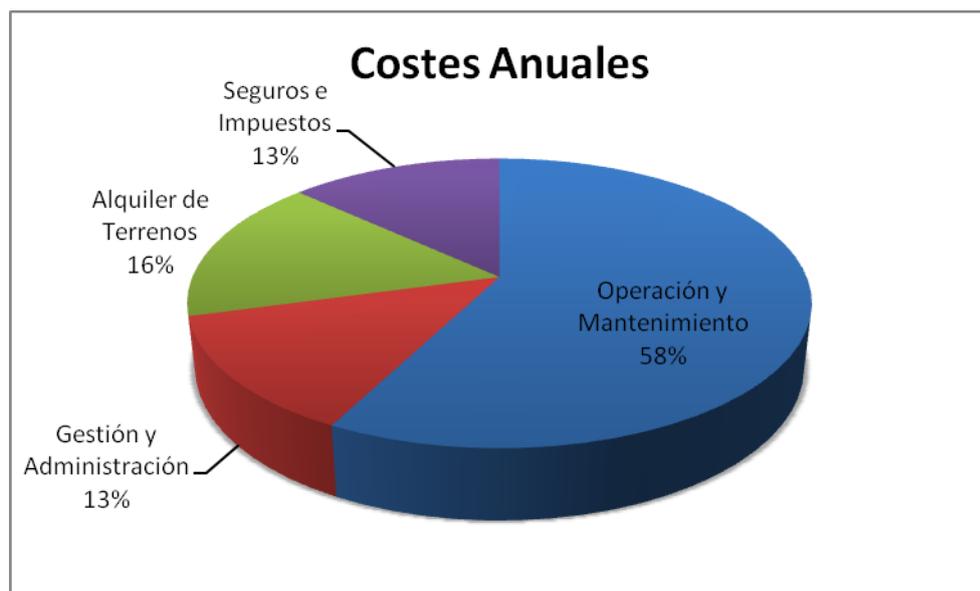


Figura 1.3 Distribución de Costes Anuales

(Fuente: IDAE [16])

Igual que la inversión inicial, esta cantidad depende de el parque eólico que se está estudiando.



1.1.3 COSTES DE LOS DISTINTOS PARQUES EÓLICOS

1.1.3.1 Parque Eólico Villalazán

El parque eólico Villalazán cuenta con seis aerogeneradores de 830 W de la marca GAMESA como se mencionó anteriormente. El diámetro de este modelo es de 58 m. Suponiendo que un precio aproximado de estos aerogeneradores es en torno a 650.000 € y que esto supone el 74% de la inversión inicial, se puede estimar la inversión inicial en unos 5.270.270 €. En la tabla 1.1 se ve el reparto de costes.

Aerogeneradores	3.900.000,00 €
Equipamiento Eléctrico	895.945,95 €
Obra Civil	263.513,51 €
Varios	210.810,81 €
Total Inversión Inicial	5.270.270,27 €

Tabla 1.1 Costes de inversión de Villalazán

Si se considera que la vida útil del parque eólico es de 25 años, esta inversión inicial se debe amortizar en estos años. Por lo tanto, anualmente se debe amortizar 210.810,81 €.

Los costes de operación y mantenimiento se pueden estimar en 19.200 € por MW al año según la EWEA [20]. Con este dato, se puede calcular el valor aproximado del coste de explotación de la instalación. Se refleja en la tabla 1.2 el desglose de estos costes.

Operación y Mantenimiento	97.920,00 €
Gestión y Administración	22.332,63 €
Alquiler de Terrenos	27.486,32 €
Seguros e Impuestos	22.332,63 €
Total Costes de Explotación	171.789,47 €

Tabla 1.2 Costes de explotación de Villalazán



1.1.3.2 Parque Eólico La Vega I y II

Los aerogeneradores con los que cuenta este parque son 4 generadores de la tecnología VESTAS. Dos de ellos son de 3 MW y los otros dos son de 2 MW. Para el cálculo de la inversión inicial se va a estimar el precio de cada uno de estos aerogeneradores en un 1 millón de euros. De la misma forma que se ha hecho con el parque de Villalazán, el coste de la inversión inicial de este parque es la mostrada en la tabla 1.3.

Aerogeneradores	6.000.000,00 €
Equipamiento Eléctrico	1.378.378,38 €
Obra Civil	405.405,41 €
Varios	324.324,32 €
Total Inversión Inicial	8.108.108,11 €

Tabla 1.3 Costes de Inversión La Vega I y II

Al igual que en Villalazán, se calculan los costes de explotación del parque eólico. Se muestran en la tabla 1.4.

Operación y Mantenimiento	192.000,00 €
Gestión y Administración	43.789,47 €
Alquiler de Terrenos	53.894,74 €
Seguros e Impuestos	43.789,47 €
Total Costes de Explotación	336.842,11 €

Tabla 1.4 Costes de explotación de La Vega I y II

1.1.3.3 Parque Eólico Montamarta

Este parque eólico tiene instalados catorce aerogeneradores de tecnología ALSTOM-ECOTECNIA de 1600 W. Suponiendo también que el precio de estos es en torno al millón de euros, se obtiene una distribución de costes según indica la tabla 1.5.



Aerogeneradores	14.000.000,00 €
Equipamiento Eléctrico	3.216.216,22 €
Obra Civil	945.945,95 €
Varios	756.756,76 €
Total Inversión Inicial	18.918.918,92 €

Tabla 1.5 Coste de Inversión de Montamarta

Una vez más, en la tabla 1.6 se refleja la distribución de costes de explotación del parque eólico Montamarta.

Operación y Mantenimiento	430.080,00 €
Gestión y Administración	98.088,42 €
Alquiler de Terrenos	120.724,21 €
Seguros e Impuestos	98.088,42 €
Total Costes de Explotación	754.526,32 €

Tabla 1.6 Costes de Explotación de Montamarta

1.1.4 COSTE DE LOS PARQUES EÓLICOS

Tomando en conjunto todos los costes de los tres parques eólicos se obtienen los costes total es que se muestran en la tabla 1.7.

Inversión Inicial	25.270.270,27 €
Amortización Anual	1.010.810,81 €
Costes de Explotación Anual	1.263.157,90 €
Costes Totales Anuales	2.273.968,71 €

Tabla 1.7 Costes Totales Eólica



Hace falta conocer el coste que supone la producción de un kWh empleando estos parques eólicos. Para ello se dividirá el coste anual que supone el parque entre los kWh producidos por ella.

$$2.273.968,71\text{€} / 42487000 \text{ kWh} = 0,0535 \text{ €/kWh}$$

Se puede concluir que el coste para producir un kWh en nuestra microrred a partir de eólica es de **0,0535 €/kWh**.

1.2 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

En este apartado se realiza un estudio de los costes que supone la instalación y explotación de los parques fotovoltaicos conectados a nuestra microrred.

Se va a considerar que la vida útil de los parques fotovoltaicos que integran la microrred es de 25 años. Es en este tiempo en el que se debe amortizar la inversión realizada para construir el parque.

Como ya se ha visto, los costes de un proyecto fotovoltaico se componen de costes de inversión inicial y los costes de explotación. La inversión inicial incluye los costes específicos de la tecnología, de la construcción, de la conexión a la red, etc... Los costes de la explotación son los derivados de la producción de electricidad.

En la tabla 5.1 se mostraba la producción estimada de cada parque fotovoltaico que se empleará a continuación para calcular los costes.

Para calcular los costes de la inversión inicial y de explotación se toman los valores proporcionados por IDEA para estas instalaciones. La inversión inicial se estima en 4,1 €/W y el coste de explotación se estima en 0,03/kW.



1.2.1 COSTE PARQUE SOLAR MARÍA DE MOLINA

Se conoce la inversión inicial de este parque de 2,5 kW de potencia instalada. La inversión inicial fue 23.021 €.

En cuanto a costes de operación y mantenimiento, se estima que anualmente suponen 0,03 €/kWh. Por lo que en el caso de este parque, que produce 3.388 kWh al año, se obtendrían unos costes de explotación anuales de:

$$0,03 \text{ €/kWh} \cdot 3.388 \text{ kWh} = 101,640 \text{ € anuales.}$$

1.2.2 COSTE PARQUE SOLAR EL PALO

Suponiendo la inversión estimada a partir de la inversión del parque solar María de Molina, la inversión que ha supuesto el parque de El Palo es:

$$30.000 \text{ W} \cdot 4,1 \text{ €/W} = 123.000 \text{ €}$$

Los costes de explotación de esta instalación de 30 kW ascenderían a aproximadamente:

$$0,03 \text{ €/kWh} \cdot 40.300 \text{ kWh} = 1.209 \text{ €}$$

1.2.3 COSTE PARQUE SOLAR SANTA OLAYA

En el caso del parque solar de Santa Olaya, que tiene una capacidad de 100 kW, se estima una inversión inicial de:

$$100.000 \text{ W} \cdot 4,1 \text{ €/W} = 410.000 \text{ €}$$

Los costes anuales de operación y mantenimiento serían:

$$0,03 \text{ €/kWh} \cdot 134.300 \text{ kWh} = 4.029 \text{ €}$$



1.2.4 COSTE PARQUE SOLAR RUALES

Este parque solar fotovoltaico tiene instalados 1.500 kW. La inversión inicial aproximada es:

$$1.500.000 \text{ W} \cdot 4,1 \text{ €/W} = 6.150.000 \text{ €}$$

La operación y mantenimiento de este parque, que produce al año 2.014,2 MWh, se estima en:

$$0,03 \text{ €/kWh} \cdot 2.014.200 \text{ kWh} = 60.426 \text{ €}$$

En la tabla 1.8 se muestra en conjunto los costes que supone la instalación y explotación de los parques fotovoltaicos de la microrred. Se supone que la vida útil de las instalaciones es de 25 años.

Inversión Inicial	6.706.021,00 €
Amortización Anual	268.240,84 €
Costes de Explotación Anuales	65.765,64 €
Coste Total Anual	334.006,48 €

Tabla 1.8 Costes totales solar fotovoltaica

Por lo tanto, el coste anual es de 334.006,48 €. Esto supone que el coste de la electricidad producida por esta tecnología es el total de costes anuales entre el total de kWh estimados que se producen. El coste obtenido es de **0,152 €/kWh**.



1.3 ESTUDIO ECONÓMICO DE ENERGÍA MINIHIDRÁULICA

Para estimar el coste de producción de la electricidad por medio de las minicentrales hidráulicas, se dispone de la información de la figura 1.4 para España [24].

Investment and production costs of SHP plants in some Member States of the EU (2003)			
Country	Average SHP production costs (€cents/kWh)	Range Investment Costs €/kW	Average O&M costs (€cents/kWh)
Spain	3.5 - 7	1500	0.9
Austria	3.6 - 14.5	2500	0.4
Sweden	4 - 5	1800 - 2200	1.4
Czech Republic	2 - 3	660 - 2000	-
Lithuania	2.5 - 3	2200 - 2500	-
Poland	3	500 - 1200	-

Figura 1.4 Costes de Inversión y Operación de Minihidráulica

(Fuente: ESHA)

Sabiendo que en la microrred se van a incluir tres centrales de producción minihidráulica, la de Toro, la de San José y las de Herrero I y II, con su producción anual en la tabla 1.9; y conociendo los datos de la figura 1.4 (se emplean los costes de producción más desfavorables, 7 c€/Wh), se muestran en la tabla 1.10 los costes de cada minicentral. Estos incluyen los costes de inversión y los costes de explotación.

	Capacidad	Producción
Minihidráulica Toro	4.000 kW	15.756 MWh
Minihidráulica San José	4.800 kW	20.694 MWh
Minihidráulica Herreros I y II	1.530 kW	7.049 MWh

Tabla 1.9 Capacidad Instalada y Producción Minihidráulicas



	Costes de Inversión	Costes de Producción	Costes de O&M
MH. Toro	6.000.000 €	1.103 €	142 €
MH. San José	7.200.000 €	1.449 €	186 €
MH. Herreros I y II	2.295.000 €	493 €	63 €
Costes Totales	15.495.000 €	3.045 €	391 €

Tabla 1.10 Costes de las Minihidráulicas

Si se integran todos los costes se obtiene la tabla 1.11. Se incluye por un lado la inversión inicial y por otro los costes de explotación. Se tiene en cuenta para la amortización anual una vida útil de 50 años.

Inversión Inicial	15.495.000 €
Amortización Anual	309.900 €
Costes de Explotación Anuales	3.436 €

Tabla 1.11 Costes Totales Minihidráulica

Por lo tanto, los costes anuales serán 313.336 €. Si se divide este valor entre los kWh que se producen en las centrales minihidráulicas se obtiene un coste de producción de **0,0072 €/kWh**.



1.4 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA Y PILAS DE COMBUSTIBLE

1.4.1 COSTES PLANTA DE GASIFICACIÓN POR PLASMA

Tomando como referencia los costes de la planta de gasificación por plasma del proyecto final de carrera de Ignacio Romero [34]. Se adaptan los costes para hacer la estimación correspondiente a la planta de gasificación por plasma que se integra en la microrred teniendo en cuenta el caudal y la potencia de este caso.

Se tendrá en cuenta el caudal máximo de residuos secos que se alimentan a la planta en los meses con mas residuos, 877,14 kg/h. Dado que el caudal tomado como referencia es 918, 4 kg/h. Se estimará que la planta es de la misma dimensión y por lo tanto supondrá costes aproximadamente iguales.

La inversión inicial de la planta es de 10 M€ (incluyendo el proceso relacionado con el water gas shift reactor). Los costes de operación y mantenimiento son en torno a 37 €/ton. Como en nuestro caso, al año se procesan 17.758,65 toneladas, estos costes son 0,65707 M€.

Se resume la información en la tabla 1.12.

Inversión inicial	10 M€
Amortización anual	0,4 M€
Costes de explotación	0,657 M€
Costes anuales	1,057 M€

Tabla 1.12 Costes anuales de la planta de gasificación por plasma



Por lo tanto, el precio del kilogramo de hidrógeno se puede estimar en 1,4 €/kg de H₂

1.4.2 COSTES DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE

El coste de inversión de las pilas de combustible es alrededor de 2,6 M€ por MW instalado. Por otro lado, el coste estimado de mantenimiento y operación de las pilas es 14,9 €/MWh [34]. Además, según se ha calculado en el apartado anterior, el coste del hidrógeno es 1,4 €/kg. Suponiendo que se instale 2 MW de potencia neta de esta tecnología, se obtienen los costes mostrados en la tabla 1.13:

Inversión Inicial	5,2 M€
Amortización Anual	0,208 M€
Costes de Explotación	0,37 M€
Coste Hidrógeno	1,03 M€
Costes Anuales	1,6 M€

Tabla 1.13 Costes Pilas de Combustible

Por lo tanto, suponiendo que en un año se consume todo el hidrógeno producido, mediante su capacidad energética se estima el coste de la producción de electricidad mediante pilas de combustible: **0,0651 €/kWh**.

1.4.3 COSTE DE CICLO DE RANKINE

Junto con la instalación de la planta de gasificación por plasma, se tiene un ciclo de Rankine que suministra electricidad y que tiene sus costes asociados.



Estudio Económico de las distintas Fuentes de Generación

En primer lugar, se estima que la inversión inicial para instalar el ciclo es de 1,29M€. Y en segundo lugar, se estima que los costes de operación y mantenimiento son aproximadamente de 0,04 M€ anuales.

Teniendo en cuenta una vida útil del ciclo de Rankine de 25 años, se obtiene la tabla 1.14 con la información de los costes anuales.

Inversión Inicial	1,29 M€
Amortización Anual	0,052 M€
Costes Explotación	0,04 M€
Costes Anuales	0,092 M€

Tabla 1.14 Costes del Ciclo de Rankine

Con estos valores, se calcula que el coste del kWh producido por este ciclo es **0,103 €/kWh**.



Capítulo 2 ESTUDIO ECONÓMICO DEL CONJUNTO DE LA MICRORRED

2.1 RESUMEN DE LAS DIFERENTES RENOVABLES

Una vez estudiado el coste de producción de cada fuente de energía se puede hacer una comparativa de los costes según la fuente y ver que tecnología es más competitiva. Se presentan los distintos costes en la tabla 2.1 y se representa en el grafico 2.1.

Eólica	0,0535 €/kWh
Fotovoltaica	0,152 €/kWh
Minihidráulica	0,0072 €/kWh
Pilas de Combustible	0,0651 €/kWh
Ciclo de Rankine	0,103 €/kWh

Tabla 2.1 Comparativa Costes de Producción

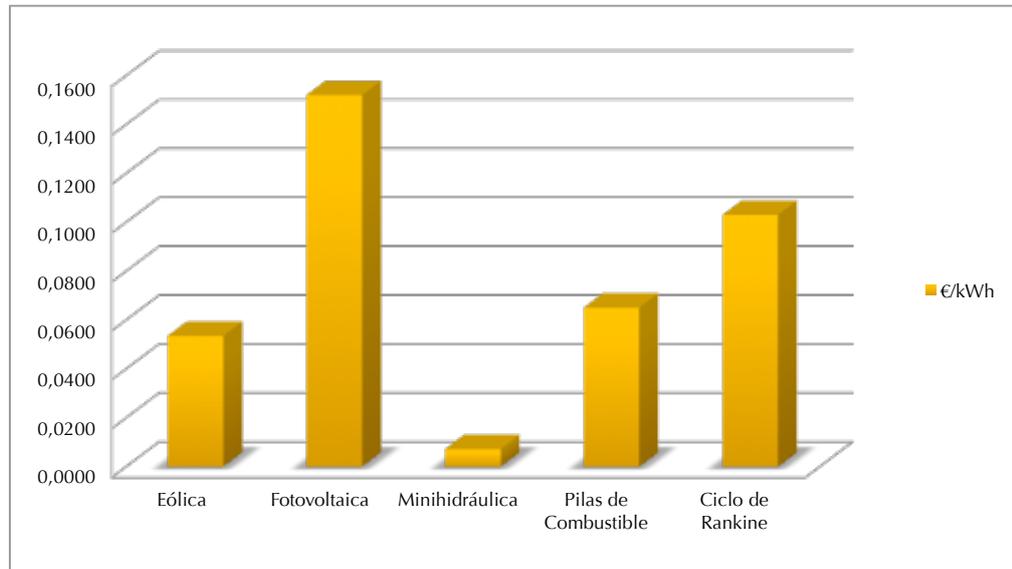


Gráfico 2.1 Comparativa costes de distintas fuentes

Se ve en el gráfico que la producción mediante las minicentrales hidráulicas tiene el coste más competitivo mientras que la producción mediante fotovoltaica es el menos competitivo. Valorando las nuevas instalaciones de generación que se integran en la microrred, el precio de las pilas de combustible es bastante competitivo mientras que el ciclo de Rankine tiene un coste más alto, pero teniendo en cuenta que es aprovechar mejor la energía de la planta de gasificación por plasma que se va a instalar, hace que sea una fuente competitiva.

2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA CONJUNTA DE LA MICRORRED

Por último, hay que evaluar la competitividad de los costes de producción mediante nuestra microrred en comparación con los costes de la red central.

Se puede suponer de antemano, que la microrred va a tener menor coste dado que no se van a incluir las tasas que hacen que el precio de la electricidad de la red



general asciendan a tan altos valores. En la gráfica 2.2 se muestran los cargos adicionales al coste de la electricidad que se aplican a la electricidad proveniente de la red principal [1].

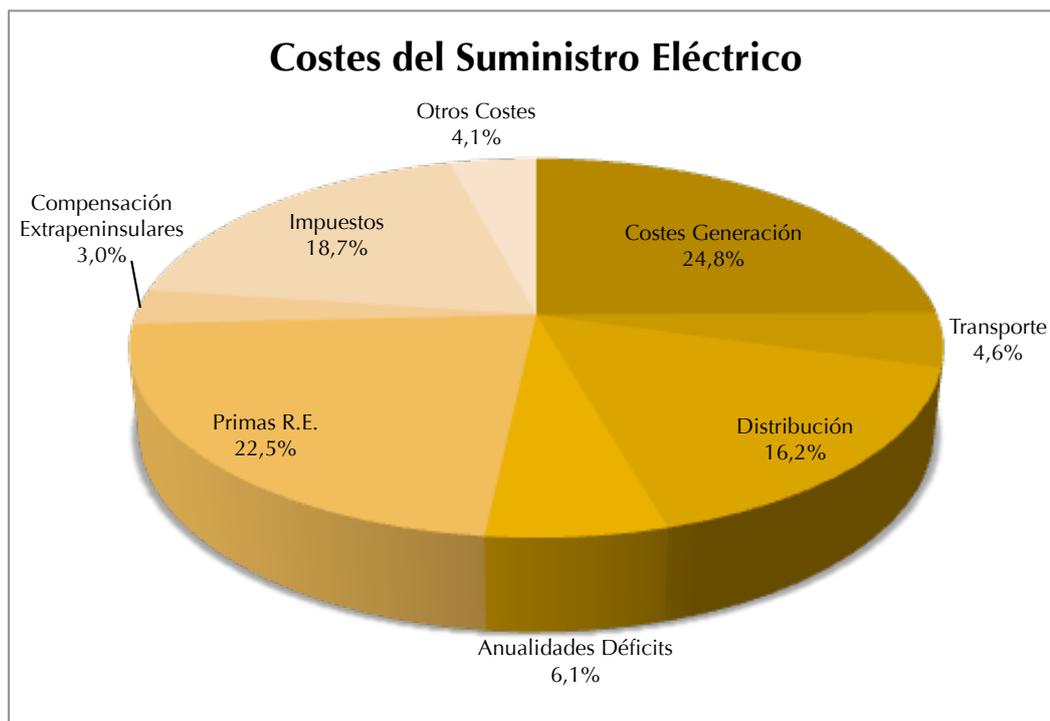


Gráfico 2.2 Reparto de Costes de la Factura Eléctrica

(Fuente: UNESA. Elaboración propia)

Gran parte de estos cargos adicionales no se incluyen en el coste de la electricidad de la microrred. Los costes debidos a las primas desaparecen ya que en este sistema no hay retribución a la instalación de renovables. Los costes relacionados al transporte se eliminan ya que la microrred abastece a una zona pequeña y no hay que transportar la electricidad grandes distancias. La compensación extra peninsular no se aplica y el déficit tarifario tampoco. Esto supone deshacerse del 36,2% del precio de la electricidad.

La tarifa con la que se compara el coste de la microrred es la Tarifa de Último Recurso (TUR), esta es la fijada por el gobierno que afecta a los consumidores de



baja tensión. Según la publicación en el BOE de enero de 2013, la TUR es de 0,150938 €/kWh.

La media del coste de producción a lo largo de la vida útil estimada es 0,07616 €/kWh, considerablemente menor que el precio del sistema actual.

Por lo tanto, puede concluirse que el precio de la electricidad obtenida a partir de la microrred es más competitiva que la de la red principal.



BIBLIOGRAFÍA/NETGRAFÍA

- [1] Montes, E. (2011). Madrid. La Factura Eléctrica. UNESA.
- [2] Ficha pedagógica. Las redes eléctricas inteligentes. Fundación Gas Natural Fenosa
- [3] Recytrans. Soluciones globales para el reciclaje. Composición de los residuos sólidos urbanos. Recuperado de <http://www.recytrans.com>
- [4] Diputación de Zamora. Consorcio Provincial de Residuos. Estaciones de Transferencia. Recuperado de <http://www.diputaciondezamora.es>
- [5] Denominación de Origen Toro. Recuperado de <http://www.dotoro.com>
- [6] Histórico de predicciones para Toro. Recuperado de <http://www.eltiempo.es/toro>
- [7] Asociación Empresarial Eólica. Recuperado de <http://www.aeolica.org>
- [8] AEE. Mapa de instalaciones eólicas en Castilla y León.
- [9] IDAE. Mapa eólico de Castilla y León.
- [10] Catálogo aerogenerador GAMESA. Recuperado de <http://www.gamesacorp.com>
- [11] Catálogo aerogenerador VESTAS V90 3.0. Recuperado de <http://www.vestas.com>
- [12] Catálogo aerogenerador VESTAS V90 2.0. Recuperado de <http://www.vestas.com>
- [13] Catálogo aerogeneradores ALSTOM-ECOTECNIA. Recuperado de <http://www.construnario.com>
- [14] Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Avance del informe 2013.
- [15] Junta de Castilla y León. Instalación María de Molina. Recuperado de <http://www.jcyl.es>
- [16] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Manual de Energías Renovables. Energía Eólica.
- [17] Confederación Hidrográfica del Duero. Información sobre centrales en el Duero. Recuperado de <http://www.mirame.chduero.es>



- [18] Guillermo Moreno. Materiales Renovados.
- [19] Materiales Renovados. Sistema integrado de producción de hidrógeno mediante sistema convertidor de plasma.
- [20] EWEA. Costes de operación y mantenimiento eólica de energía eólica.
Recuperado de <http://www.ewea.org>
- [21] AEMET, Agencia Estatal de Meteorología. Atlas de Radiación Solar en España.
- [22] Departamento Técnico de Energía Activa. Interpretación de las horas de sol en el PER. Recuperado de <http://www.suelosolar.es>
- [23] IDAE. Plan de energías renovables en España 2005-2010.
- [24] ESHA, European Small Hydropower Association. State of the art of small hydropower in EU – 25.
- [25] Martín–Borregón, A. (2011). Madrid. Producción de biodiesel por síntesis a partir de los gases obtenidos por la composición de los residuos sólidos urbanos por plasma.
- [26] Funcionamiento de pilas de combustible. Recuperado de www.eaprende.com
- [27] Moratilla Soria, B.Y., Linares Hurtado, J.I. Colección: Avances de ingeniería. Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas. El hidrógeno y la energía.
- [28] FECYT, Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología. Recuperado de <http://www.fecyt.es/especiales/hidrogeno/tipopilas.htm#sofc>
- [29] IDAE. Resumen del Plan de Energías Renovables 2011-2020.
- [30] ANAE, Asociación Nacional de Ahorro y Eficiencia Energética. Comparativa europea de precios de la energía 2011.
- [31] Cammesa, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. Conceptos básicos sobre la inserción de la generación eólica en un sistema eléctrico de potencia
- [32] Colomé, D.G. Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia - Sistemas de regulación de velocidad y control de turbinas.
- [33] AEH, Asociación Española del Hidrógeno. Tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible.



- [34] Romero Gómez, I. (2013). Madrid. Estudio técnico-económico de una micro-red inteligente para satisfacer la demanda eléctrica en Andújar (Jaén).