

## Trabajo Fin de Grado

### **Análisis de viabilidad de tres alternativas de co-combustión directa en la Central Térmica Teruel**

Feasibility analysis of three co-firing alternatives  
in the power plant of Teruel

Autor

Jesús Gracia Esteban

Director

Francisco Javier Royo Herrero

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA)

Universidad de Zaragoza

2016



Escuela de  
Ingeniería y Arquitectura  
Universidad Zaragoza

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./D<sup>a</sup>. Jesús Gracia Esteban

con nº de DNI 73108595J en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo

de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la

Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)  
Grado \_\_\_\_\_, (Título del Trabajo)

Análisis de viabilidad de tres alternativas de co-combustión directa en la  
Central Térmica Teruel

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada  
debidamente.

Zaragoza, 21 de Septiembre de 2016

Fdo: \_\_\_\_\_

Jesús G



# Análisis de viabilidad de tres alternativas de co-combustión directa en la Central Térmica Teruel

## RESUMEN

En el presente Trabajo Fin de Grado se ha llevado a cabo un análisis desde los puntos de vista económico, energético y medioambiental de la posible implantación de un sistema de co-combustión en la Central Térmica Teruel (Andorra). Para ello se han descrito las principales tecnologías de co-combustión existentes y seleccionado, para su posterior análisis técnico teórico, tres de ellas:

- Co-combustión directa con quemadores específicos de biomasa
- Co-combustión directa con quemadores mixtos
- Co-combustión directa con biomasa torrefactada mezclada con el carbón en el parque de combustibles

Después de analizar estas tres tecnologías y el proceso de torrefacción, se ha realizado una evaluación de recursos de los alrededores de la Central Térmica Teruel (CTT) en un radio de 50 y 100 km, mediante la aplicación BIORAISE. A partir de los resultados obtenidos, se ha optado por establecer un porcentaje de sustitución con biomasa del 10% en energía procedente del carbón. Dentro de este porcentaje, para biomasa sin torrefactar un 8% procede de biomasa leñosa y un 2% de herbácea, mientras que, para torrefactada, un 7% procede de leñosa y un 3% de herbácea.

Con estos porcentajes de sustitución establecidos, se ha llevado a cabo un análisis técnico, calculando los cambios de los diferentes parámetros de operación de la central al llevar a cabo la co-combustión. Para las co-combustiones con biomasa sin torrefactar (quemadores mixtos y específicos), se ha analizado un escenario desfavorable respecto al funcionamiento con solo carbón, mientras que, con biomasa torrefactada, el escenario ha sido favorable, es decir, mismo comportamiento que quemando carbón.

Con estos dos casos, se ha llevado a cabo un análisis económico y energético-medioambiental (emisiones de CO<sub>2</sub>) de las tres tecnologías, aunque previo a esto, se ha verificado que se cumplía tanto la disponibilidad de la biomasa como los índices de ensuciamiento de la caldera.

Los resultados obtenidos en los análisis económicos y medioambientales arrojan la conclusión de que todas las tecnologías son factibles técnicamente, pero están limitadas económicamente. Actualmente, debido a la ausencia de primas, el precio de la biomasa convencional y el precio de la biomasa torrefactada respecto a esta, ninguna de las tres tecnologías es rentable en la central Térmica Teruel. En un hipotético caso con primas, la co-combustión directa con quemadores mixtos y mezclando el carbón con biomasa torrefactada en el parque de combustibles serían las mejores opciones de las tres, destacando una sobre la otra en función del precio de la biomasa torrefactada respecto a la biomasa convencional.



## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA TERUEL (CTT) .....</b>	<b>6</b>
<b>1.1.1. DESCRIPCIÓN DE LA CALDERA.....</b>	<b>6</b>
<b>1.1.2. COMBUSTIBLE .....</b>	<b>6</b>
<b>1.1.3. CIRCUITO AIRE-GASES .....</b>	<b>7</b>
<b>1.1.4. EMISIONES.....</b>	<b>7</b>
<b>1.2. OBJETIVOS.....</b>	<b>8</b>
<b>2. CO-COMBUSTIÓN Y TORREFACCIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>2.1. CO-COMBUSTIÓN .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1.1. DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1.2. CADENA DE PROCESOS, MODIFICACIONES Y NUEVAS INSTALACIONES ...</b>	<b>11</b>
<b>2.1.2.1. Almacenamiento y secado natural .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1.2.2. Reducción del tamaño de partícula y transporte .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.2.3. Modificaciones en la caldera.....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.3. PRINCIPALES PARÁMETROS DE OPERACIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.3.1. Tamaño de partícula .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.3.2. Exceso de aire .....</b>	<b>13</b>
<b>2.1.3.3. Variación en el rendimiento de la caldera .....</b>	<b>13</b>
<b>2.1.3.4. Aumento del consumo de auxiliares.....</b>	<b>13</b>
<b>2.1.3.5. Emisiones .....</b>	<b>14</b>
<b>2.2. TORREFACCIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>2.2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE TORREFACCIÓN.....</b>	<b>14</b>
<b>2.2.2. BALANCE DE ENERGÍA DEL PROCESO .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.3. PROPIEDADES DE LA BIOMASA TORREFACTADA .....</b>	<b>17</b>
<b>2.2.3.1. Propiedades generales.....</b>	<b>17</b>
<b>2.2.3.2. Propiedades físicas .....</b>	<b>18</b>
<b>3. EVALUACIÓN DE RECURSOS .....</b>	<b>19</b>
<b>3.1. METODOLOGÍA .....</b>	<b>19</b>
<b>3.2. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE RECURSOS EN LA ZONA DE LA CENTRAL.....</b>	<b>20</b>
<b>4. CO-COMBUSTIÓN EN LA CENTRAL TÉRMICA TERUEL .....</b>	<b>23</b>
<b>4.1. PORCENTAJE DE SUSTITUCIÓN DE HERBÁCEAS Y LEÑOSAS .....</b>	<b>23</b>
<b>4.2. PROCESO DE TORREFACCIÓN .....</b>	<b>24</b>
<b>4.3. PRINCIPALES PARÁMETROS DE OPERACIÓN. CÁLCULO DEL BALANCE DE ENERGÍA Y RENDIMIENTO.....</b>	<b>26</b>



4.3.1.	<i>SITUACIÓN INICIAL. COMBUSTIÓN DEL CARBÓN</i> .....	26
4.3.2.	<i>CO-COMBUSTIÓN</i> .....	27
4.3.2.1.	Tamaño de partícula y exceso de aire .....	27
4.3.2.2.	Variación del rendimiento de la caldera .....	28
4.3.2.3.	Aumento del consumo de auxiliares .....	30
4.3.2.4.	Emisiones .....	32
4.4.	<b>PORCENTAJE DE SUSTITUCIÓN E INDICES DE ENSUCIAMIENTO</b> .....	33
4.4.1.	<i>PORCENTAJE DE SUSTITUCIÓN</i> .....	33
4.4.2.	<i>ÍNDICES DE ENSUCIAMIENTO</i> .....	34
4.4.2.1.	Porcentaje y composición de las cenizas de la biomasa .....	34
4.4.2.2.	Cálculo de los índices de ensuciamiento .....	36
5.	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO, ENERGÉTICO Y MEDIOAMBIENTAL</b> .....	38
5.1.	<b>ÁNÁLISIS ECONÓMICO</b> .....	38
5.1.1.	<i>METODOLOGÍA</i> .....	38
5.1.2.	<i>COSTES DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</i> .....	38
5.1.2.1.	Costes de inversión .....	38
5.1.2.2.	Costes de operación y mantenimiento .....	39
5.1.3.	<i>COSTES DE BIOMASA Y PRIMAS</i> .....	39
5.1.4.	<i>AHORRO POR REDUCCIÓN DE EMISIONES</i> .....	40
5.1.5.	<i>RESULTADOS</i> .....	40
5.1.5.1.	Escenario sin primas .....	40
5.1.5.2.	Escenario con primas .....	41
5.1.6.	<i>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE CONSUMOS Y COSTES</i> .....	42
5.1.6.1.	Análisis de sensibilidad de consumo en el astillado y molienda .....	42
5.1.6.2.	Análisis de sensibilidad de reformas e instalaciones de pretratamiento .....	43
5.2.	<b>ANÁLISIS ENERGÉTICO Y MEDIOAMBIENTAL (EMISIONES DE CO<sub>2</sub>)</b> .....	44
5.2.1.	<i>SITUACIÓN INICIAL: COMBUSTIÓN ÚNICAMENTE CON CARBÓN</i> .....	44
5.2.2.	<i>CO-COMBUSTIÓN CON BIOMASA SIN TORREFACTAR</i> .....	45
5.2.3.	<i>CO-COMBUSTIÓN CON BIOMASA TORREFACTADA</i> .....	47
6.	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES</b> .....	49
6.1.	<b>RESUMEN</b> .....	49
6.2.	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	49
6.3.	<b>CONCLUSIONES</b> .....	51
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	53
	<b>ANEXO A. TORREFACCIÓN</b> .....	57
A.1.	<b>BALANCE DE ENERGÍA DEL PROCESO DE TORREFACCIÓN</b> .....	59
A.2.	<b>PROPIEDADES GENERALES</b> .....	61



A.2.1.	<i>RATIO ATÓMICA O/C Y H/C</i>	61
A.2.2.	<i>DENSIFICACIÓN ENERGÉTICA</i>	61
A.2.3.	<i>PCS Y RENDIMIENTO MÁSIKO</i>	61
A.3.	<b>PROPIEDADES FÍSICAS</b>	63
A.3.1.	<i>GRINDABILIDAD</i>	63
A.3.2.	<i>HIDROFOBICIDAD</i>	65
<b>ANEXO B. EXPERIENCIAS DE CO-COMBUSTIÓN</b>		<b>67</b>
B.1	<b>CO-COMBUSTIÓN DIRECTA CON QUEMADORES MIXTOS</b>	69
B.1.1.	<i>CENTRAL DE STUDSTRUP, DINAMARCA (PROYECTO ELSAM) [42]</i>	69
B.1.2.	<i>CENTRAL DE SEWARD, PENNSYLVANIA, EEUU [43]</i>	71
B.2	<b>CO-COMBUSTIÓN DIRECTA CON QUEMADORES ESPECÍFICOS DE BIOMASA</b>	74
B.2.1.	<i>CENTRAL DE GELDERLAND-13, HOLANDA [44],[45]</i>	74
B.2.2.	<i>CENTRAL TÉRMICA DE BLOUNT, EEUU [45]</i>	75
B.2.3.	<i>CENTRAL VESTKRAFT 1, DINAMARCA [45]</i>	75
B.2.4.	<i>CENTRAL DE LAKELAND (EE. UU) [45]</i>	76
B.2.5.	<i>CENTRAL FERRYBRIDGE (REINO UNIDO) [45]</i>	76

## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la reducción de las emisiones de gases contaminantes procedentes de la quema de combustibles fósiles se ha convertido en una necesidad de primer orden. Una de las principales actividades emisoras de estos gases es la producción eléctrica, por lo que progresivamente se está intentando transformar el sector con la sustitución de los sistemas de combustión de combustibles fósiles (como el carbón) por las energías renovables. Una de estas alternativas es la biomasa, que además de reducir las emisiones, en zonas con cierta actividad agrícola y recursos forestales como es Aragón, y en particular la provincia de Teruel, genera una valorización de recursos muchas veces no aprovechados (eliminación de residuos de podas mediante quema, por ejemplo) y la creación de puestos de trabajo en zonas rurales.

Su aprovechamiento puede ser mediante la construcción de centrales térmicas que utilicen exclusivamente biomasa o bien con otra alternativa, más económica y que permite utilizar instalaciones ya existentes, como la co-combustión.

La co-combustión consiste en introducir biomasa junto a un combustible fósil (generalmente carbón) en la caldera de una instalación de generación térmica o eléctrica [1]. El objetivo es sustituir parte de este combustible por biomasa, reduciendo las emisiones contaminantes, pero sin incurrir en los elevados costes que conlleva la construcción de una central de biomasa nueva, así como obtener mejores rendimientos. Además, la posibilidad de introducir los porcentajes que se deseen de biomasa, permite evitar problemas de abastecimiento y cortes en la generación.

Uno de los inconvenientes que puede presentar esta opción es la adaptación de la instalación existente a la combustión de biomasa, puesto que se trata de un combustible muy diferente al carbón. Esto puede generar, además de los costes de las nuevas instalaciones, que pueden ser elevados en algunos casos, reducciones en la producción por pérdidas de rendimiento o aumento del consumo de auxiliares, así como problemas de ensuciamiento en la caldera. Frente a esto, una posibilidad puede ser la utilización de biomasa torrefactada.

La torrefacción es un pretratamiento térmico aplicado a la biomasa que consiste en someter a la misma a un calentamiento en ausencia de oxígeno (generalmente se usa nitrógeno para proporcionar este ambiente inerte) en un rango de temperaturas situado entre 200-300°C durante un tiempo determinado, el cual puede ir desde varios minutos hasta horas. Este proceso mejora notablemente las cualidades de la biomasa como combustible, aproximando sus características a las del carbón. Es una tecnología aun en desarrollo e investigación, con diversos estudios sobre sus efectos en la biomasa, pero pocos en cuanto al uso del producto torrefactado en calderas, por lo que es una propuesta novedosa el utilizarlo para co-combustión.

En definitiva, la co-combustión, tanto con biomasa torrefactada como sin torrefactar, puede ser una alternativa para reducir las emisiones en una central térmica de generación eléctrica, renovándola y dándole un futuro sostenible. Por ello, se va a estudiar la posibilidad de implementarla en la Central Térmica Teruel, situada en el municipio de Andorra.

## 1.1.DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA TERUEL (CTT)

Esta central consta de tres grupos de generación (Grupo 1, 2 y 3), cada uno de ellos con una potencia respectiva de 368,1, 367,7 y 365,6 MW, sumando un total de 1101,4 MW instalados.

El grupo tres (G3), seleccionado para realizar la co-combustión, es el más adecuado por situarse en la mejor ubicación en caso de ser necesaria la instalación de equipos de pretratamiento y transporte, puesto que dispone de un amplio terreno libre situado en frente.

Sus horas equivalentes de funcionamiento anuales (es decir, el número de horas al año que hubiera funcionado la central si todas las horas hubieran sido a plena carga), obtenidas del histórico entre 1990-2015 (*Figura 1*) muestran como, con la crisis del año 2008, la producción cayó en picado por la reducción de la demanda, pero en los últimos años ha vuelto a subir, manteniéndose entre las 4000 y 5000 horas.

### 1.1.1.DESCRIPCIÓN DE LA CALDERA

La caldera, de la marca Foster Wheeler, es de carbón pulverizado, circulación natural y con recalentamiento intermedio. Produce 1.090 toneladas/hora (t/h) de vapor, sobrecalentado a una presión de 169 bar y 540 °C [2]. Consta de seis filas de quemadores con cuatro quemadores por fila. La separación entre éstas es de 2,7 metros aproximadamente, estando el nivel más bajo a 17,6 metros y el más alto a 31,3 metros (medido desde el centro del quemador). La separación entre columnas es de 3,1 metros.

Cabe destacar que estos quemadores, desde el año 2012, son de bajo NO<sub>x</sub>, lo que ha permitido reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> aumentando ligeramente las de CO, debido a la menor temperatura de combustión producida por este tipo de quemadores [2].

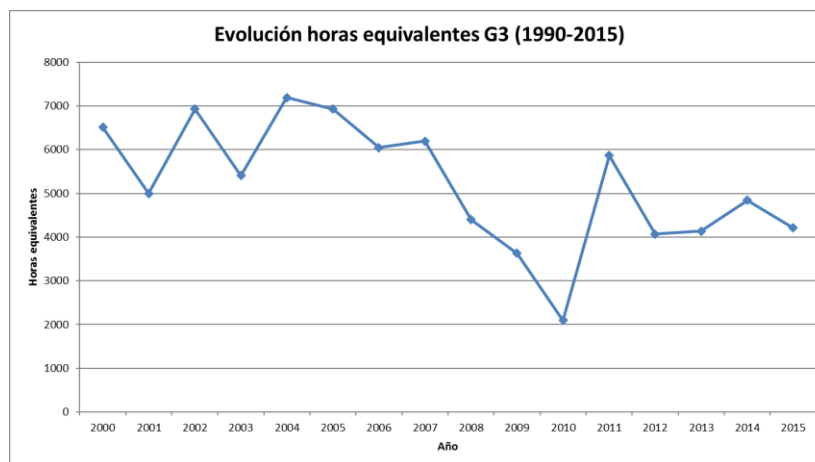


Figura 1. Evolución horas equivalentes grupo 3

### 1.1.2.COMBUSTIBLE

El combustible introducido en la caldera es una mezcla de lignito nacional (de la cuenca minera de Teruel) y hulla importada, en cantidades y características variables. Dicha mezcla se realiza previamente en el parque de carbones, para después enviarlo a las tolvas y de ahí a los molinos y la caldera.



### 1.1.3. CIRCUITO AIRE-GASES

El circuito aire-gases consta de ventiladores de tiro forzado (VTF) que introducen el aire al circuito de entrada a la caldera, el cual se divide en aire primario, impulsado por los ventiladores de aire primario (VAP), y secundario. Tras la combustión, los gases pasan por los intercambiadores de calor primarios y secundarios, aspirados por los ventiladores de tiro inducido (VTI) que los llevan hasta los precipitadores electrostáticos, el grupo de desulfuración y la chimenea, donde son expulsados a la atmosfera. La potencia de estos ventiladores a plena carga (obtenida de una prueba de rendimiento real) es la mostrada en la *Tabla 1*.

Ventiladores	Potencia (MW)
VTI	3,38
VAP	2,02
VTF	2,16

Tabla 1. Potencia ventiladores

### 1.1.4. EMISIONES

Un factor importante a tener en cuenta en una central son sus emisiones, puesto que su reducción es uno de los objetivos principales de técnicas como la co-combustión. Las emisiones específicas (en toneladas de contaminante por tonelada equivalente de petróleo (t/tep)) más importantes de la central en el periodo 2010-2014 son las mostradas en las *Figura 2 a 5*.

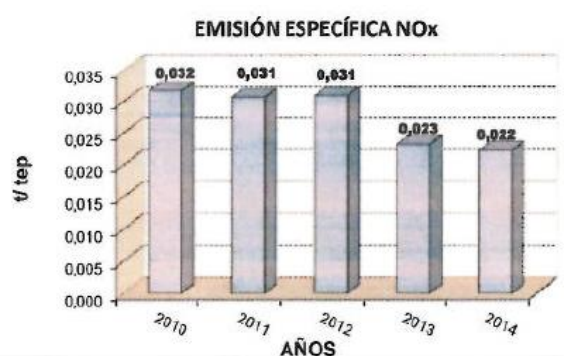


Figura 3. Emisiones específicas de NO<sub>x</sub>. 2010-2014 [2]



Figura 2. Emisiones específicas de CO. 2010-2014 [2]



Figura 5. Emisiones específicas de SO<sub>2</sub>. 2010-2014 [2]

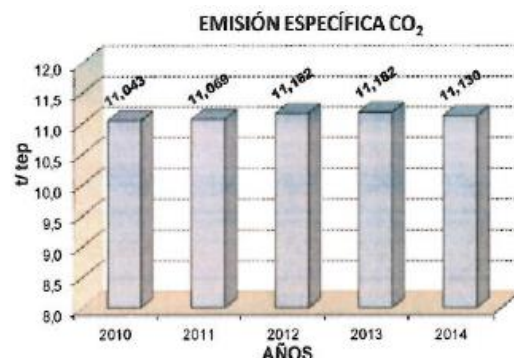


Figura 4. Emisiones específicas de CO<sub>2</sub>. 2010-2014 [2]

Como ya se ha nombrado, las emisiones de  $\text{NO}_x$  se han reducido (aunque no a valores inferiores a los exigidos por la Unión Europea para el año 2020) a costa de aumentar las de  $\text{CO}$ . Respecto al  $\text{CO}_2$ , los valores se han mantenido constantes en torno a 11,1 t/tep, y aunque con la biomasa, como se explicará en el *Capítulo 2*, seguirán registrándose valores similares, la cantidad neta de dióxido de carbono en la atmósfera se verá reducida debido al carácter renovable de la biomasa. En cuanto al  $\text{SO}_2$ , gracias a la desulfuración, las emisiones son muy bajas.

## 1.2.OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo va a ser **analizar la viabilidad de la implementación de la co-combustión en el grupo tres de la Central Térmica Teruel, principalmente desde un punto de vista económico y técnico, aunque también teniendo en cuenta aspectos medio ambientales y energéticos**. Para poder alcanzar dichos objetivos, el Trabajo se ha estructurado de la siguiente forma:

- Revisión bibliográfica, descripción de la co-combustión, sus diferentes tecnologías y descripción del proceso de torrefacción. (*Capítulo 2*).
- Evaluación de los recursos disponibles de biomasa en los alrededores de la central térmica y análisis de su potencial. (*Capítulo 3*).
- Análisis técnico mediante cálculo del balance de energía en la caldera y rendimiento de tres tipos de co-combustión directa, dos con biomasa sin tratar y uno con biomasa torrefactada. Además, también se verificará la disponibilidad de la biomasa y sus posibles efectos en la caldera (*Capítulo 4*).
- Análisis económico, medioambiental y energético de las tres alternativas de co-combustión, comparándolas con la combustión de carbón solo. (*Capítulo 5*).
- Análisis global de los resultados, tanto técnicos como económicos, y exposición de las conclusiones alcanzadas (*Capítulo 6*).

## 2. CO-COMBUSTIÓN Y TORREFACCIÓN

Tal y como se ha comentado en el *Capítulo 1*, la co-combustión es una opción de aprovechamiento de la biomasa que combina los beneficios del uso de una materia prima renovable, la cual permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes, con las ventajas técnicas y económicas que derivan de utilizar una instalación ya existente, evitando incurrir en una excesiva inversión o un menor rendimiento que supondría una planta de combustión únicamente de biomasa.

Como también se ha explicado en el capítulo anterior, la biomasa se puede someter a un pretratamiento térmico denominado torrefacción. El objetivo de dicho pretratamiento es mejorar las propiedades de la biomasa, dando como resultado un aumento del poder calorífico, una reducción de la humedad presente, mayor densidad energética, menor ratio atómico O/C y H/C e hidrofobicidad. Además, también se mejora la grindabilidad, reactividad y se consiguen unas propiedades más uniformes. De esta manera, se obtiene un combustible sólido de cualidades mejoradas, en cierto modo similar al carbón. Además de producto sólido, también se producen gases como CO, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>, así como diversas sustancias líquidas, las cuales generalmente no tiene utilidad energética [3].

Por tanto, en este capítulo van a ser comentadas las principales tecnologías de co-combustión existentes, seleccionando las más provechosas para el estudio (*Apartado 2.1*), y se va a analizar y explicar el proceso de torrefacción, así como las modificaciones que produce en la biomasa (*Apartado 2.2*).

### 2.1.CO-COMBUSTIÓN

#### 2.1.1.DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS

En general, según donde se transforme la biomasa en energía, existen dos tipos de co-combustión: directa e indirecta.

En la co-combustión directa la biomasa se introduce y quema directamente en la caldera, mientras que, en la indirecta, la biomasa sufre algún tipo de proceso termo-químico anterior a su introducción en la caldera de carbón. Esto va a suponer que la co-combustión directa necesite menor inversión que la indirecta, pero por contra, al introducir la biomasa directamente en la caldera, la influencia sobre ésta va a ser mucho mayor, afectando a la operación y el rendimiento, por lo que el porcentaje de sustitución alcanzable va a ser menor. Además, el pretratamiento va a ser superior y el tipo de biomasa a utilizar va a ser más limitado, situación que con la indirecta no se da [1].

En co-combustión indirecta, las dos tecnologías utilizadas principalmente son gasificación y combustión en caldera independiente. En la primera, la biomasa es introducida en un gasificador, donde se obtiene un gas de síntesis que es quemado en la caldera junto al carbón, mientras que, en la segunda, se construye una caldera de biomasa. En ambos casos, la inversión es muy alta por los equipos utilizados pero el pretratamiento de la biomasa es bajo [1].

Respecto a la co-combustión directa, existen más posibilidades [1], algunas de las cuales se enumeran a continuación:

- **Mezcla de la biomasa con el carbón en el parque de combustibles:** La biomasa es mezclada en el parque de combustibles con el carbón. Debido a los problemas que podría haber en los molinos, solo es adecuada con determinadas biomazas pretratadas, como pellets o torrefactadas. No es necesaria prácticamente inversión alguna.
- **Mezcla de la biomasa con el carbón antes de quemadores (Figura 6):** Presenta dificultades en la regulación del transporte neumático de la biomasa y el carbón. La inversión es baja, aunque el pretratamiento elevado.

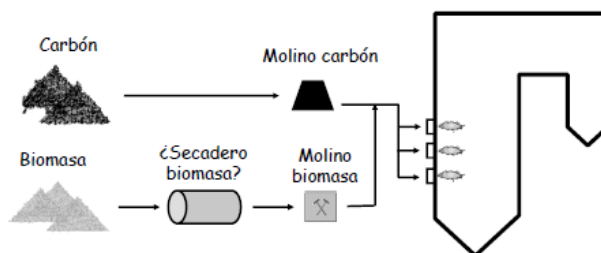


Figura 6. Co-combustión directa mediante mezcla del carbón y la biomasa antes de quemadores [1]

- **Biomasa introducida por quemadores mixtos (Figura 7):** Consiste en introducir la biomasa por conductos ya existentes, generalmente pertenecientes a los quemadores de carbón presentes, añadiendo algunas modificaciones a los mismos para adaptarlos, por lo que se requiere menor instalación de componentes adicionales. El coste de instalación es bajo, pero el pretratamiento es alto, y, además, se tiene un menor control sobre la combustión.

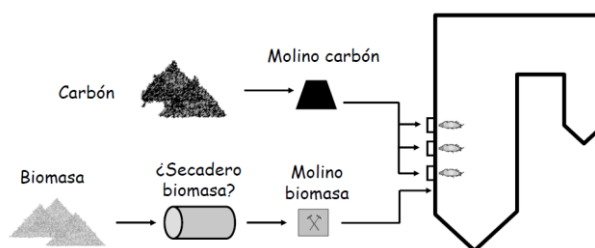


Figura 7. Co-combustión directa por quemadores mixtos. [1]

- **Biomasa introducida por quemadores específicos (Figura 8):** La biomasa es introducida por una línea independiente a la del carbón, llegando a la caldera a través de quemadores para biomasa instalados a tal fin, los cuales pueden situarse en espacios libres de la caldera o sustituyendo quemadores de carbón. Requiere un mayor coste de instalación que la co-combustión con quemadores mixtos pero un menor pretratamiento de la biomasa, además de una operación más segura y precisa.

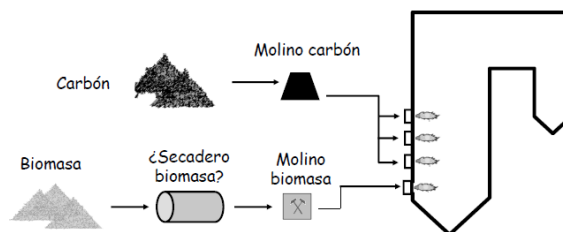


Figura 8. Co-combustión directa por quemadores específicos. [1]

- **Parrilla adicional para la biomasa (Figura 9):** En este caso, generalmente en la parte inferior de la caldera, se lleva a cabo la instalación de parrillas, sobre las que se deposita la biomasa y a través de las cuales se inyecta el aire para su combustión. El pretratamiento es casi inexistente pero la inversión es muy elevada, existiendo además problemas de espacio dependiendo de la caldera.

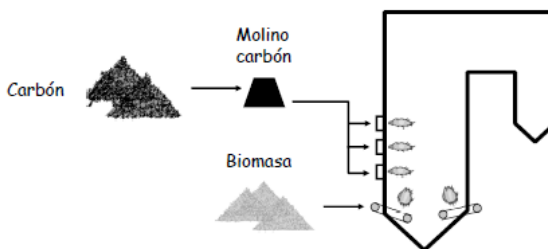


Figura 9. Co-combustión directa mediante parrillas de biomasa [1]

De todas las tecnologías expuestas, las de co-combustión indirecta, excepto en casos muy particulares, no son económicamente viables por sus elevados costes de inversión, por lo que no van a ser estudiadas para la co-combustión en la central de Andorra. Así pues, se van a analizar tecnologías de co-combustión directa. Las más atractivas, tanto técnica como económicamente, son, con biomasa sin tratar, la co-combustión directa con quemadores específicos y con quemadores mixtos, mientras que con biomasa torrefactada es la mezcla en el parque de carbones.

## 2.1.2. CADENA DE PROCESOS, MODIFICACIONES Y NUEVAS INSTALACIONES

La co-combustión usando quemadores mixtos o quemadores específicos va a obligar a introducir una serie de modificaciones o a instalar nuevos equipos en la central, con el objetivo de poder procesar e introducir la biomasa a la caldera. En cambio, con la biomasa torrefactada, como se verá en los siguientes apartados, no será necesaria ninguna modificación o instalación, puesto que se mezclará con el carbón en el parque de combustibles, siendo el almacenamiento y transporte el mismo para ambos. Por tanto, **en este apartado solo se va a hacer referencia a las dos primeras tecnologías.**

### 2.1.2.1. Almacenamiento y secado natural

El almacenamiento se realizará de manera similar al carbón, depositándolo en pilas en el parque de carbones, en un espacio reservado para ello. El secado se realizará de manera natural en estas pilas, puesto que el clima de Andorra no es especialmente húmedo ni lluvioso. Este tipo de almacenamiento debe ser realizado con cierta precaución, ya que, debido al proceso de termogénesis (que

al mismo tiempo favorece el secado), podrían darse situaciones de autocombustión producto de las altas temperaturas que se llegan a alcanzar (75-80 °C) [4].

Además de la pérdida de humedad, durante el secado también puede tener lugar una pérdida de masa seca, que se sitúa entre el 6-20 % anual, dependiendo del tipo de biomasa [4].

#### **2.1.2.2. Reducción del tamaño de partícula y transporte**

Al igual que en el caso del carbón, será necesario reducir el tamaño de partícula de la biomasa antes de llevarla a los quemadores. Para ello, se utilizarán molinos de martillos. Como se expone en el *ANEXO B*, además de éstos, dependiendo de las necesidades de la instalación, también se podría tener que añadir filtros de mangas, decantadores o tamices, que en este estudio no se contemplarán.

El transporte desde el parque de carbones a los molinos será mediante cinta, y de ésta a la caldera, mediante soplantes.

#### **2.1.2.3. Modificaciones en la caldera**

Para la co-combustión con quemadores específicos, habrá que instalar dichos quemadores entre los existentes de carbón, o bien sustituir algunos quemadores de carbón por éstos.

En el caso de la co-combustión con quemadores mixtos, como muestran las diferentes experiencias ya realizadas (*ANEXO B*), o bien se aprovechan conductos existentes en los quemadores o bien se consiguen dichos conductos desplazando algunos elementos presentes en los quemadores.

### **2.1.3. PRINCIPALES PARÁMETROS DE OPERACIÓN**

A diferencia del apartado anterior de modificaciones y nuevas instalaciones, donde el uso de biomasa torrefactada evitaba tener que realizarlas, en este caso, las tres posibles alternativas de co-combustión van a producir variaciones en los parámetros de operación. En los siguientes apartados se describen de manera cualitativa los principales parámetros de operación y cómo les afecta la co-combustión. En el *Capítulo 4* se desarrollará el cálculo de dichos parámetros para el caso particular de la Central Térmica Teruel.

#### **2.1.3.1. Tamaño de partícula**

En función de la tecnología utilizada, va a ser necesario un tamaño de partícula diferente, lo que implica distinto pretratamiento.

El tamaño de partícula máximo necesario para la co-combustión directa con quemadores específicos puede estar entre 1-30 mm de diámetro[1].

En el caso de la co-combustión con quemadores mixtos, el tamaño máximo deberá de ser menor, situándose entre 1-8 mm de diámetro[1]. Hay poca información detallada de experiencias realizadas de este tipo de co-combustión.



Una de las dos con información suficiente encontradas, establece el tamaño máximo de partícula utilizado en menos de 6 mm (*ANEXO B*), en línea con lo comentado.

Con respecto a la co-combustión directa con biomasa torrefactada, puesto que su grindabilidad será semejante a la del carbón, como se indica en el *Apartado 2.2.3.2*, el tamaño de partícula máximo que se alcanzará será el mismo que el que se utilice con el carbón de una determinada central.

#### **2.1.3.2. Exceso de aire**

En co-combustión directa con biomasa sin tratar, a pesar de que el contenido en volátiles de ésta es superior al del carbón, al introducir partículas de mayor tamaño que en la combustión con solo carbón, va a ser necesario aumentar el exceso de aire, con el objetivo de conseguir una mejor combustión [5], reduciendo así los inquemados [6]. Con biomasa torrefactada, en principio, puesto que el tamaño y características van a ser iguales o similares al carbón, no se producirá un aumento en el exceso de aire.

#### **2.1.3.3. Variación en el rendimiento de la caldera**

Al llevar a cabo una co-combustión directa, con cualquiera tipo de tecnología, se va a generar una variación en el rendimiento de la caldera, debido a la diferente composición de la biomasa respecto al carbón y al diseño de la caldera, la cual no está proyectada para este tipo de combustible (biomasa). Teniendo en cuenta experiencias en otras centrales (*ANEXO B*), generalmente esta variación en el rendimiento es en forma de disminución.

Algunos de los parámetros que cambian debido al uso de la biomasa y que influyen en el rendimiento son la composición del combustible, el exceso de aire, la temperatura de los gases de combustión y la cantidad de inquemados.

#### **2.1.3.4. Aumento del consumo de auxiliares**

El aumento en el consumo de auxiliares se produce por dos razones. La primera es que el consumo de los nuevos molinos instalados para triturar la biomasa se va a sumar al que existía previamente por los propios molinos de carbón, puesto que el consumo de estos no se va a ver prácticamente reducido. Esto se debe a que, a altas cargas, una reducción relativamente baja en la cantidad de carbón introducido (la co-combustión directa se lleva a cabo habitualmente con sustituciones entre el 5-10%) no supone una disminución significativa en el consumo de los molinos de carbón. El aumento por este motivo solo tendrá lugar con biomasa sin tratar, puesto que la biomasa torrefactada no requiere de molinos adicionales.

La otra razón, en el caso de la co-combustión directa con biomasa sin tratar es que, al tener que introducir una mayor cantidad de aire respecto a la combustión con solo carbón (debido al mayor exceso de aire) y tener más caudal de gases, el consumo de los ventiladores va a aumentar. En cambio, con la biomasa torrefactada, puede existir una variación del caudal de aire y de gases, pero que

se deberá únicamente a una composición diferente de la mezcla resultante, no a un aumento en el exceso de aire utilizado.

#### 2.1.3.5. Emisiones

Una de las principales ventajas de la co-combustión es la reducción de emisiones, principalmente de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  y  $\text{SO}_2$ .

La reducción del dióxido de carbono se debe a que, aunque durante la combustión de la biomasa se emite este gas al igual que con el carbón, todo él ha sido fijado por la planta durante su crecimiento (principalmente) y respiración [7], por lo que el balance puede considerarse prácticamente nulo<sup>1</sup>. Así, todo el porcentaje de carbón sustituido por biomasa significará una reducción en las emisiones de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera.

En relación a los  $\text{NO}_x$ , para estudiar cómo afecta la co-combustión a la formación de este contaminante, se han llevado a cabo diversos estudios, realizando pruebas en varias centrales [8]. Todas las pruebas muestran que, en general, debido a la menor presencia de nitrógeno en la biomasa respecto al carbón, además de la sinergia entre estos dos combustibles en la co-combustión, la tendencia siempre es una reducción de las emisiones, aunque cuantificar dicha reducción no es posible, ya que los resultados son dispares en cuanto a las cantidades y no siguen un patrón determinado. Por otro lado, se debe tener precaución con el aumento de CO que normalmente tiene lugar cuando se reducen los  $\text{NO}_x$ .

Finalmente, respecto al  $\text{SO}_2$ , es también esperable una reducción debido a la, en general, menor presencia de azufre en la biomasa respecto al carbón. Además, algunos estudios plantean que también podría producirse una disminución por la reacción de los  $\text{SO}_x$  con las cenizas de la mezcla de carbón con biomasa, las cuales contienen mayores niveles de  $\text{MgO}$  y  $\text{CaO}$  que las del carbón individualmente debido a la presencia de la biomasa, generando  $\text{CaSO}_4$  y  $\text{MgSO}_4$  [9].

## 2.2. TORREFACCIÓN

### 2.2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE TORREFACCIÓN

El proceso de torrefacción, típicamente se divide en cinco fases [10], las cuales son:

- **Calentamiento inicial:** La biomasa se calienta progresivamente hasta  $100^\circ\text{C}$ , donde comienza la evaporación de la humedad presente.
- **Secado:** Una vez alcanzados los  $100^\circ\text{C}$ , esta temperatura se mantiene constante mientras prácticamente toda el agua se evapora.
- **Post-secado y calentamiento intermedio:** En esta fase, la temperatura de la biomasa se incrementa hasta los  $200^\circ\text{C}$ , punto en el que el agua restante

---

<sup>1</sup> Si se considera todo el ciclo de vida, sí que existen emisiones por procesos como la obtención o transporte de la biomasa, pero que también se dan en los combustibles fósiles. En cualquier caso, las emisiones totales de  $\text{CO}_2$  son mucho menores que en la quema de combustibles fósiles, por lo que, en una primera aproximación, se pueden considerar prácticamente nulas.



comienza a evaporarse. Cabe destacar que puede tener lugar una pérdida de masa seca, ya que fracciones ligeras de la misma pueden volatilizarse también.

- **Torrefacción:** Una vez alcanzados los 200°C, comienza el proceso de torrefacción propiamente dicho. A partir de este punto, la temperatura se incrementará hasta un máximo, el cual se mantendrá un tiempo determinado, de acuerdo a las necesidades del proceso y del producto que se desea obtener. En esta fase tiene lugar la mayoría de pérdida de masa seca.
- **Enfriamiento:** Para finalizar el proceso de torrefacción, el producto obtenido debe enfriarse, disminuyendo la temperatura por debajo de los 200°C, hasta alcanzar la temperatura ambiente.

Para llevarlo a cabo, una instalación de torrefacción consta generalmente de un secadero, un reactor de torrefacción, una cámara de combustión y un intercambiador de calor (Figura 10).

Respecto a los tiempos y temperaturas durante la fase de torrefacción, aunque pueden variar enormemente según el objetivo buscado, el rango típico (Figura 11) se encuentra entre los 250-300°C y preferiblemente entre los 0-30 minutos, desde un punto de vista técnico y económico. Si la temperatura es menor, para cualquier tiempo, la grindabilidad obtenida será insuficiente, y si el tiempo es mayor (para temperaturas superiores a 250 °C), el proceso no será óptimo económicamente, pero si factible técnicamente. Además, dentro de esta zona técnicamente factible, siempre y cuando se esté por encima de la línea autoterma, el proceso tendrá una eficiencia aceptable, ya que si no será pobre a nivel de eficiencia. [11].

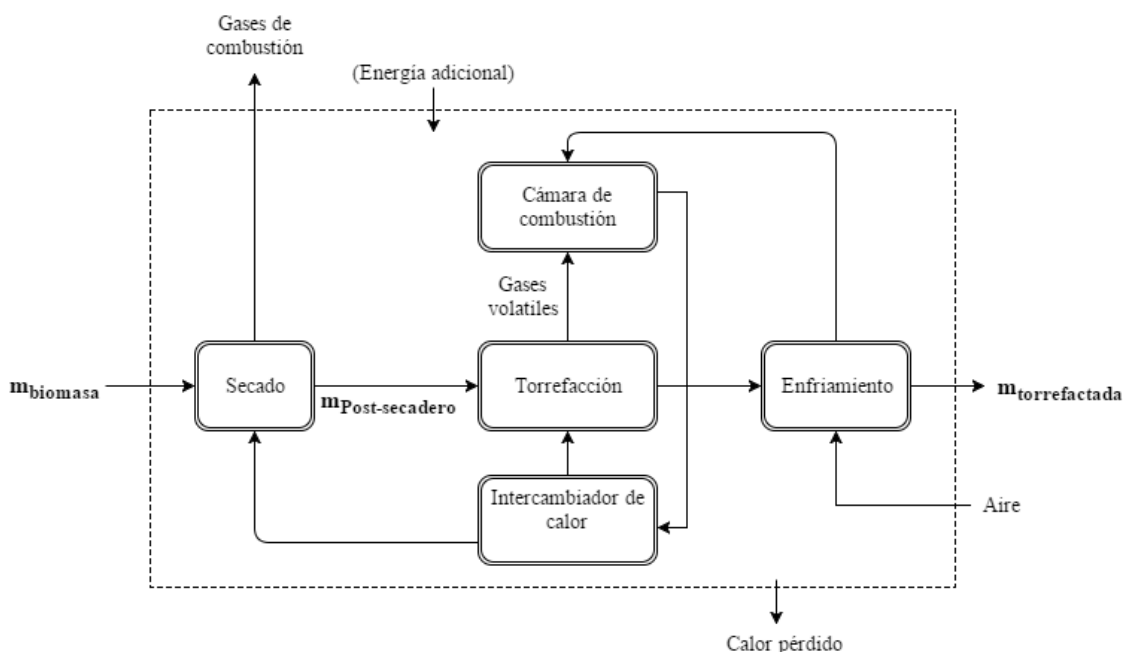


Figura 10. Proceso de torrefacción

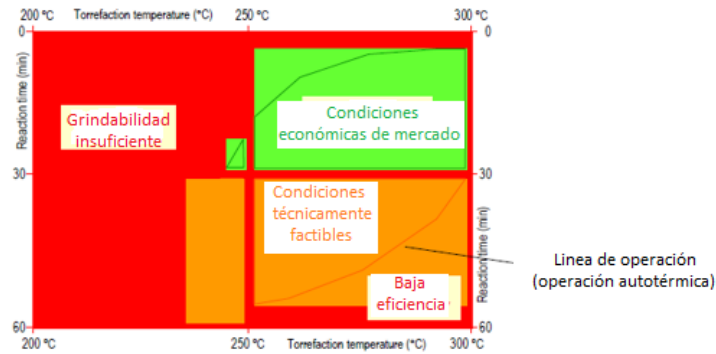


Figura 11. Idoneidad de los diferentes puntos de torrefacción[11]

### 2.2.2. BALANCE DE ENERGÍA DEL PROCESO

El proceso de torrefacción es un proceso que requiere un aporte de energía. Esta energía, como se describe en Syu et al. [12], puede ser totalmente obtenida de los subproductos (gases) generados durante la torrefacción o bien ser necesario un aporte adicional, dependiendo de si la energía contenida en dichos gases ( $E_{\text{Disponible}}$ ) es suficiente para alimentar al secadero y al reactor de torrefacción ( $E_{\text{Total}}$ ) o no, en cuyo caso sería necesario introducir combustible adicional en la cámara de combustión.

Los parámetros que definen la eficiencia del proceso son el rendimiento másico ( $\eta_M$ ), el rendimiento energético ( $\eta_E$ ) y el rendimiento de producto del proceso ( $C_P$ ):

- **Rendimiento másico:** La cantidad de la biomasa que se transforma en producto sólido torrefactado (como ya se ha comentado, el resto se desprende en forma de líquido o gas), varía según la procedencia de la biomasa, la temperatura del tratamiento y su duración, pero según lo encontrado en la bibliografía consultada [3], [13], [14], [15], [16], [17], puede deducirse que en general, sigue una reducción lineal conforme aumenta la temperatura y el tiempo de residencia, y que, además, los valores de reducción son similares aunque varíe el tipo de biomasa [10]. La manera de cuantificar esta reducción es mediante el rendimiento másico [4] (ver *Figura 10*):

$$\eta_M = \frac{m_{\text{torrefactada}}}{m_{\text{post-secadero}}} \cdot 100 \quad (1)$$

- **Rendimiento energético:** El rendimiento energético depende del rendimiento másico obtenido y la relación entre los poderes caloríficos (PCS o PCI). Viene determinado por la siguiente ecuación [4]:

$$\eta_{E\_PCS} = \eta_M \cdot \frac{PCS_{\text{torrefactada}}}{PCS_{\text{introducida}}} \cdot 100 \quad (2)$$

- **Rendimiento de producto:** Es la relación entre la biomasa torrefactada obtenida y la biomasa bruta (ver *Figura 10*), es decir la biomasa húmeda antes de entrar al secadero [12]:

$$C_p = \frac{m_{\text{torrefactada}}}{m_{\text{biomasa}}} \quad (3)$$

No se debe confundir el rendimiento másico con el rendimiento de producto. El primero indica la pérdida de materia ocurrida únicamente en el reactor de torrefacción, mientras que el segundo tiene en cuenta también la pérdida ocurrida en la fase de secado.

En el *Apartado A.1*, del *ANEXO A*, se desarrollan el resto de ecuaciones, las cuales definen los diferentes consumos energéticos que intervienen en el proceso de torrefacción.

### 2.2.3. PROPIEDADES DE LA BIOMASA TORREFACTADA

Para una biomasa dada, sus propiedades una vez torrefactada varían en función del tipo de biomasa, la temperatura de torrefacción y el tiempo de residencia. Por ello, para poder determinar las propiedades de la biomasa disponible (*Capítulo 3*) una vez torrefactada, se ha llevado a cabo una revisión bibliográfica sobre los cambios producidos por la torrefacción en sus principales propiedades.

#### 2.2.3.1. Propiedades generales

- **Ratio atómica O/C y H/C:** La torrefacción, en cualquiera de las condiciones en las que se lleve a cabo, siempre va a suponer un aumento del PCI (o PCS). Uno de los motivos de este aumento, es, según Van der Stelt et al. [10], la disminución del ratio oxígeno/carbono e hidrógeno/carbono, producido por la torrefacción. Este hecho queda reflejado en los llamados diagramas de Van Krevelen (*Figura 12*), en los que se puede observar que dichas ratios, conforme aumenta la temperatura de torrefacción (puesto que influye más notablemente que el tiempo de residencia), disminuyen, acercándose a las del carbón.

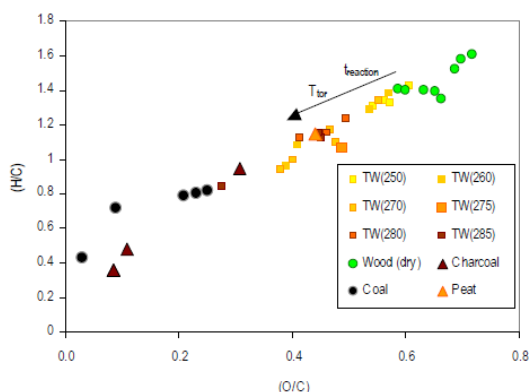


Figura 12. Diagrama Van Krevelen para biomazas torrefactadas a diferentes temperaturas, madera sin tratar, carbón, carbón vegetal y turba. [18]

- **Densificación energética, rendimiento másico y rendimiento energético:** La reducción de masa en el proceso de torrefacción es mucho mayor que la reducción de la energía contenida en la biomasa, puesto que los poderes caloríficos aumentan, por lo que la densidad energética se incrementa. Estas reducciones de masa y energía quedan cuantificadas por el rendimiento másico y energético, explicados en el *apartado 2.3.2*.

En el *ANEXO A* se muestra la evolución respecto a la temperatura y el tiempo de esta densificación para diferentes biomásas.

- **PCI y PCS:** Como ya se ha comentado a lo largo del presente capítulo, el PCI (y por tanto el PCS) aumentan en función del tipo de biomasa utilizada, la temperatura y el tiempo de residencia. Mediante la bibliografía consultada ([3], [18], [19]), se han podido elaborar gráficas que muestran como es este aumento en función de la temperatura y el rendimiento másico (*ANEXO A*).

### 2.2.3.2. Propiedades físicas

- **Grindabilidad:** Como ya ha comentado en los *Capítulos 1 y 2*, la biomasa torrefactada se puede introducir directamente en los molinos de carbón. Esto se debe a la mejora sustancial en su grindabilidad que se consigue con el proceso de torrefacción, aproximándose en la mayoría de casos a la del carbón o incluso mejorándola. En el estudio llevado a cabo por Bergman et al. [11] (*Figura 13*), puede verse como las diferentes biomásas torrefactadas (sauce, madera de tala etc.) igualan o incluso reducen (a partir de 290 °C) el consumo específico (kWe/MWth) de molienda del carbón de referencia. Este estudio explicado con detalle, así como otros ejemplos de la mejora de la grindabilidad se encuentran en el *Apartado A.3.1 del ANEXO A*.

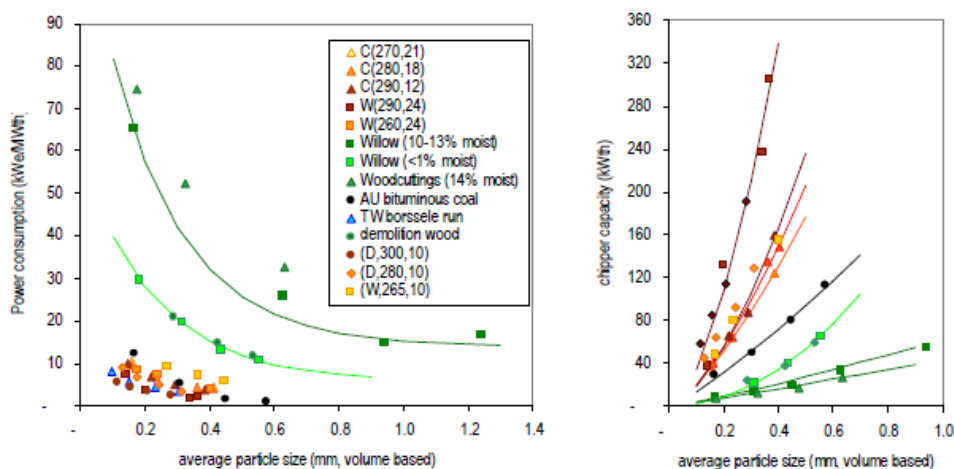


Figura 13. Consumo de energía (kWe/MWth) y capacidad de astillado (kWth) en función del tamaño de partícula (mm) de biomasa sin tratar y biomasa torrefactada [11].

- **Hidrofobicidad:** Mediante la torrefacción se consigue dotar a la biomasa de características hidrofóbicas, las cuales son producto de los cambios estructurales que tienen lugar en la biomasa al someterla a las altas temperaturas implicadas en el proceso. Según los experimentos consultados (ver *ANEXO A*), la absorción de humedad por parte de la biomasa torrefactada es bastante inferior que sin torrefactar, siendo este efecto más notable cuanto mayor es la temperatura del proceso [18]. Esta característica facilita el almacenamiento, puesto que la biomasa puede estar más tiempo almacenada sin riesgo de degradación biológica, y el transporte, ya que se transporta menos humedad con la biomasa [3], y, por tanto, menor peso.

### 3. EVALUACIÓN DE RECURSOS

El objetivo de este capítulo es determinar el potencial de la biomasa existente en los alrededores de la Central Térmica Teruel, para así, poder establecer un porcentaje de sustitución que sea alcanzable.

#### 3.1.METODOLOGÍA

Para determinar la cantidad y el tipo de biomasa presente en la zona, se ha utilizado la herramienta BIORAISE [20]. Esta aplicación online es un Sistema de Información Geográfica (SIG), que permite evaluar los recursos para uso energético de biomasa forestal, agrícola e industrial en España, Portugal, Francia, Italia y Grecia. Fue desarrollada en el marco del proyecto del VI Programa Marco de la UE “CHRISGAS”.

La aplicación consta de un mapa geográfico de todos los países anteriormente nombrados, donde se puede seleccionar la zona de estudio mediante la introducción de coordenadas o pinchado directamente sobre el mapa. Una vez seleccionado este punto, se introduce el radio de acción (de 1 a 100 km) de dónde se necesita conocer los recursos disponibles, así como los tipos que se deseen (forestal, agrícola etc.). Finalmente, la aplicación proporciona diversos resultados, entre los que destacan la biomasa potencial y la biomasa disponible, en toneladas de materia seca al año (t.m.s/año). También muestra algunos costes y proporciona la posibilidad de obtener el contenido energético de la biomasa calculada, aunque en este proyecto no se han utilizado costes fijos de biomasa (ver *Capítulo 5*) y su poder calorífico se ha obtenido mediante la consulta de publicaciones especializadas, así como de la base de datos online de biomasa Phyllis 2 [21], elaborada por el *Energy research Centre of the Netherlands* (ECN). En dicha base de datos aparecen una gran cantidad de tipos de biomasa de diferentes partes del mundo y sus diferentes características, entre ellas el PCI/PCS.

Posteriormente a la obtención de los recursos disponibles con BIORAISE, se ha calculado su potencial energético.

Los tipos de biomasa que proporciona la aplicación (sin subproductos de la industria, que no se van a tener en cuenta) proceden de secano, regadío, poda agrícola (viñedo, frutales, olivar), frondosas, coníferas, mezcla de coníferas-frondosas y matorral.

Para determinar que especies componen secano y regadío (ya que BIORAISE no especifica cuáles son), se ha realizado una consulta bibliográfica con el objetivo de conocer mejor que especies predominan en la zona de la CTT. Según las estadísticas del Gobierno de Aragón [22], en secano predominan la cebada y el trigo, mientras que en regadío el maíz (cuya biomasa aprovechable es zuro y cañote). Respecto a las frondosas y coníferas, las más comunes son, respectivamente, el olmo y el pino [23], mientras que de mezcla de coníferas-frondosas y matorral no se ha podido determinar a qué hacen referencia .

Finalmente, con el potencial calculado, se ha determinado el porcentaje de sustitución máximo alcanzable para el grupo tres y en función de este, se ha establecido el porcentaje de sustitución con el que se llevará a cabo la co-combustión en la CTT.

### 3.2.RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE RECURSOS EN LA ZONA DE LA CENTRAL

Según lo descrito anteriormente, se procede a calcular los recursos disponibles en la zona en un radio de 50 y 100 km. Para ambos casos, el centro va a estar situado en la central térmica de Andorra (*Figura 14*), siendo las coordenadas de dicho punto (según el sistema WGS 84)  $X = -0,385637$ ,  $Y = 40,987$ .

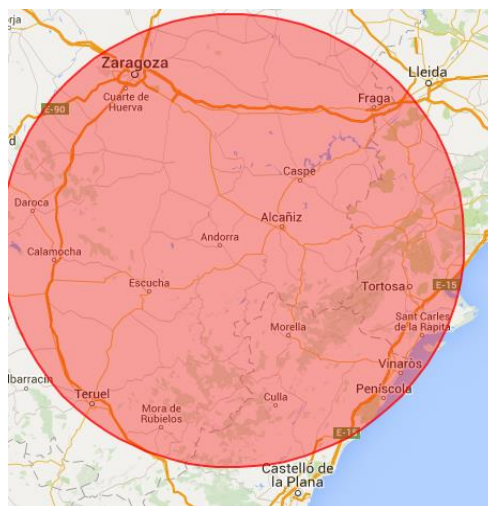


Figura 14. Imagen de la aplicación BIORAISE. Radio de 100 km alrededor de la central.

Los resultados obtenidos, seleccionando que aparezca toda la biomasa disponible (menos la procedente de actividad industrial) son los mostrados en la *Tabla 2*. Como puede verse, los recursos predominantes en 50 km proceden de secano, regadío y coníferas (*Figura 15*), mientras que, en 100 km, los procedentes de poda agrícola (viñedo, frutales, olivar) ocupan el tercer puesto en cantidad (*Figura 16*).

	Distancia (km)	
	50	100
Tipo de biomasa	Recursos disponibles (t.m.s/año)	Recursos disponibles (t.m.s/año)
Secano	86.364,43	354.062,31
Regadío	42.308,75	126.686,75
Viñedo	1.237,50	25.764,68
Frutales	5.240,62	50.224,37
Olivar	2.768,00	27.051,81
Frondosas	7.019,30	70.738,77
Coníferas	30.762,54	122.286,55
Mezcla coníferas frondosas	5.663,94	24.279,61
Matorral	22.003,31	79.254,93
<b>TOTAL</b>	<b>203.368,39</b>	<b>880.349,78</b>

Tabla 2. Recursos disponibles

El siguiente paso ha sido calcular el potencial energético de esta biomasa, tanto en 50 como en 100 km, para ver de qué energía se dispone. Para ello, conocidos los tipos de especies

que componen cada tipo de biomasa (*Apartado 3.1*), se han consultado sus características tanto en la base de datos Phyllis como en otras publicaciones [24].

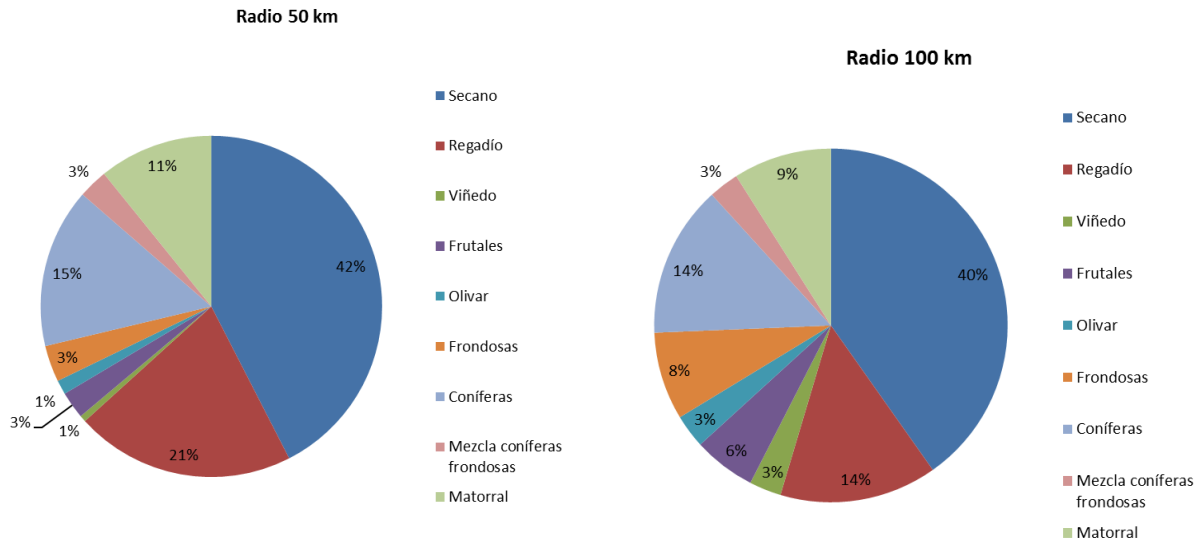


Figura 15. Proporción de biomazas en un radio de 50 km

Figura 16. Proporción de biomazas en un radio de 100 km

De estas referencias se obtiene el PCI, PCS e hidrógeno (H). Para determinar el potencial energético, se deberá transformar el PCI y PCS a base húmeda (en los datos de referencia se encuentra en base seca, razón por la que también se ha tomado el valor de porcentaje de hidrógeno), aplicando las *ecuaciones 4 y 5*:

$$PCS_h = PCS_0 \cdot \left(1 - \frac{M_h}{100}\right) \quad (4)$$

$$PCI_h = PCS_h - \frac{24,49 \cdot \left[M_h + 9 \cdot H \cdot \left(1 - \frac{M_h}{100}\right)\right]}{1000} \quad (5)$$

$M_h$  es el porcentaje de humedad de la biomasa en base húmeda (estableciendo una humedad del 12% para la paja de secano y regadío, y una humedad del 25% para el resto de leñosas, las cuales son las humedades consideradas tras un proceso de secado natural),  $PCS_0$  es el PCS en base seca y  $H$  es el porcentaje de hidrógeno en base seca.

Con estos poderes caloríficos y la cantidad de biomasa disponible<sup>2</sup>, ya se puede obtener el potencial, utilizando para ello la *ecuación 6*:

$$Potencial_{PC} (TJt) = Biomasa\ disponible \left( \frac{t.m.h}{año} \right) \cdot \frac{1000\ kg.m.h}{1\ t.m.h} \cdot \frac{PC \left( \frac{MJ}{kg} \right)}{10^6} \quad (6)$$

<sup>2</sup> Cantidad de biomasa total (expresada en toneladas de materia húmeda (t.m.h)), teniendo en cuenta la humedad de la biomasa, dado que BIORAISE solo proporciona cantidad de materia seca.



Además, también se han determinado los porcentajes de sustitución máximos alcanzables con la actual potencia térmica obtenida mediante carbón (sobre PCI) en el grupo tres, cuyo valor es de 960 MWt. Los resultados se recogen en la *Tabla 3*.

Biomasa	w (%)	PCS <sub>h</sub> (MJ/kg)	PCI <sub>h</sub> (MJ/kg)	Potencial sobre PCI (TJt/año)		Sustitución máxima (%) <sup>3</sup>	
				50 km	100 km	50 km	100 km
Secano	12,00	16,53	15,16	1471,43	6032,34	10,67	43,72
Regadío	12,00	16,06	14,65	704,20	2108,61	5,10	15,28
Coníferas (pino)	25,00	15,67	14,05	576,16	2290,33	4,18	16,60
Frondosas (olmo y chopo)	25,00	15,47	13,79	129,11	1301,10	0,94	9,43
Frutales	25,00	15,31	13,77	96,25	922,39	0,70	6,69
Olivar	25,00	15,20	13,60	50,19	490,54	0,36	3,56
Viñedo (sarmiento)	25,00	14,11	12,57	20,74	431,74	0,15	3,13
<b>TOTAL</b>				<b>3048,07</b>	<b>13577,05</b>		

**Tabla 3. Potencial biomasa y porcentaje de sustitución<sup>3</sup> a 50 y 100 km**

Tras determinar el potencial y el porcentaje de sustitución de todas las biomasa disponibles, se va a optar por utilizar solamente la procedente de regadío como herbácea (zuro y cañote de maíz) y la procedente de podas (frutales, olivar, viñedo) como leñosa. La razón es que la biomasa herbácea procedente de seco ya tiene un mercado potencial, principalmente para alimentación de ganado, por lo que, o bien no habría disponibilidad, o bien tendría un precio elevado. En relación con las biomasa leñosas, las que no proceden de poda dependen de que se realicen labores de mantenimiento de los bosques, que no siempre se realizan, por lo que el coste de obtención y/o la disponibilidad podrían ser un problema.

Teniendo en cuenta esta elección, como puede observarse, en un radio de 50 km, tanto con leñosas como con herbáceas, se obtienen porcentajes máximos de sustitución del 6 %, mientras que, en un radio de 100 km, se alcanzan casi del 29 %.

En base a diferentes experiencias (*ANEXO B*) que muestran la idoneidad de utilizar porcentajes de sustitución entre el 5 y el 10%, puesto que se tiene una sustitución máxima en un radio de 100 km del 29 %, se va a llevar a cabo una sustitución (en los tres tipos de co-combustiones directas planteadas, *Apartado 2.1*) sobre energía procedente del carbón del 10%, como se verá en el *Capítulo 4*.

En función de si disminuye de forma significativa el rendimiento de la CTT (y por lo tanto aumenta mucho la cantidad de biomasa necesaria) o aumentan a niveles de riesgo los índices de ensuciamiento (se introducirán y explicarán en el *Apartado 4.4.2.2*) respecto a la combustión de solo carbón, este porcentaje podría tener que ser reducido (ver *Apartado 4.4*)

<sup>3</sup> En base al histórico de horas equivalentes del grupo tres (*Capítulo 1, Figura 1*), observando la tendencia reflejada en 2015, se va a suponer un funcionamiento de 4000 horas equivalentes.



## 4. CO-COMBUSTIÓN EN LA CENTRAL TÉRMICA TERUEL

Una vez comentadas las diferentes tecnologías de co-combustión, haber seleccionado tres de ellas y explicado las variaciones técnicas resultado de su aplicación (*Capítulo 2*), así como determinado el tipo de biomasa y el porcentaje de sustitución de la mezcla a utilizar (*Capítulo 3*), se procede a cuantificar numéricamente dichas variaciones técnicas para el caso particular de la central térmica de Andorra, para posteriormente realizar el análisis económico de viabilidad (*Capítulo 5*). Además, también se calculará el balance de energía del proceso de torrefacción, planteado en el *Capítulo 2* y desarrollado en el ANEXO A.

Para la determinación de estas variaciones, se ha llevado a cabo un cálculo del balance de energía de la caldera y el rendimiento en el programa Engineering Equation Solver (EES), el cual permite resolver complejos sistemas de ecuaciones, realizar tablas paramétricas y gráficas, y, además, posee una amplia base de datos de propiedades termodinámicas de diversas sustancias que pueden integrarse fácilmente en las ecuaciones que se planteen. En dicha simulación, se han introducido datos de partida obtenidos de una prueba real de rendimiento a plena carga realizada en la CTT, algunos de los cuales posteriormente se han modificado, como se verá continuación, en función de una serie de posibles escenarios que se han planteado.

### 4.1. PORCENTAJE DE SUSTITUCIÓN DE HERBÁCEAS Y LEÑOSAS

Aunque en el *Capítulo 3* se ha establecido un porcentaje de sustitución en energía del carbón del 10%, para poder llevar a cabo los diferentes cálculos del presente capítulo (se necesita la composición de la mezcla), es necesario establecer qué proporción de biomasa leñosa y herbácea (tanto en energía como en masa) se utilizará.

Dado que, inicialmente se desconoce cómo variarán el rendimiento y el consumo de los auxiliares, ambos necesarios para determinar de manera exacta las energías necesarias para llevar a cabo la co-combustión, en el presente apartado se van a suponer unos porcentajes de sustitución de leñosas y herbáceas, que deberán cumplir las condiciones descritas a continuación:

- Como biomasa preferente se va a elegir la leñosa, cuya cantidad máxima de utilización para co-combustión se establecerá aplicando un índice de disponibilidad (I.D) a la cantidad de biomasa leñosa obtenida en el *Capítulo 3* (*Tabla 2*). Dicho índice de disponibilidad, cuyo objetivo es evitar competencia con otros futuros usos de esta biomasa, asegurando el abastecimiento, será 70%.
- Por otro lado, si con la biomasa leñosa no fuera suficiente para alcanzar el 10% de sustitución en energía, se utilizaría la biomasa procedente de herbáceas disponible, determinada igualmente en el *Capítulo 3*. En este caso, en principio, no se establece un índice de disponibilidad, puesto que presumiblemente la cantidad utilizada de herbáceas será un porcentaje bajo del total. No obstante, la cantidad consumida no tiene que ser demasiado elevada respecto a la disponible.

- Para la co-combustión con biomasa torrefactada, la situación será algo diferente. Se ha supuesto que la torrefacción se encargará a una empresa externa dedicada a ello, pero exigiendo que la biomasa a torrefactar sea la misma utilizada para co-combustión normal (es decir, misma procedencia y tipo). Consecuentemente, se torrefactará igual cantidad de leñosa (la disponible aplicándole el índice de disponibilidad), pero como se explica en el *Apartado 2.2.2*, este proceso producirá unas pérdidas másicas y unos consumos adicionales de energía, que obligarán a consumir más biomasa sin tratar. Por lo tanto, se introducirá la misma cantidad de biomasa leñosa, pero se obtendrá menos energía de ella, por lo que será necesario añadir más herbácea.

En base a estas consideraciones, se van a establecer los porcentajes de energía recogidos en la *Tabla 4*, donde como puede verse, con biomasa torrefactada el porcentaje de sustitución en energía de leñosas es menor y aumenta el de herbáceas, en línea con lo comentado.

Como también será necesario el porcentaje de sustitución en masa, que permitirá obtener el promedio ponderado de todas las composiciones, se aplicará la *ecuación 7*:

$$\% \text{ en masa}_i = \frac{\% \text{ en energía}_i / PCS_i}{\% \text{ en energía}_i / PCS_i + \% \text{ en energía}_j / PCS_j + \% \text{ en energía}_k / PCS_k} \quad (7)$$

	Co-combustión con biomasa sin torref.			Co-combustión con biomasa torref.		
	Carbón	Leñosas	Maiz	Carbón	Torref. Leñosas	Torref. Maiz
Sustitución (% energía)	90,0	8,0	2,0	90,0	7,0	3,0
Sustitución (% masa)	89,2	8,8	2,0	90,0	7,1	2,9

**Tabla 4. Porcentajes de sustitución (sobre energía y masa)**

En el *Apartado 4.4*, se comprobará si con estos porcentajes realmente se cumplen las condiciones planteadas, además de analizar los índices de ensuciamiento.

## 4.2.PROCESO DE TORREFACCIÓN

En el *Capítulo 2* y el *Apartado A.1 del ANEXO A*, se ha descrito el proceso de torrefacción y cómo obtener las diferentes energías que intervienen, por lo que, en el actual capítulo, conocida la biomasa que se va a torrefactar, se van a calcular los valores de dichas energías.

Además de los valores comunes a cualquier caso, indicados en el *Apartado A.1* (eficiencia reactor, secadero etc.), a continuación, se muestran las propiedades de la biomasa utilizada en la co-combustión de la CTT (*Tabla 5*). Los calores específicos se han obtenido de la aplicación EES, el porcentaje de cenizas de la base de datos Phyllis y el  $PCI_h$  del *Capítulo 3*. La temperatura de torrefacción se ha establecido en 260°C, ya que es la temperatura entorno a la que generalmente el rendimiento másico se sitúa en el 80%, punto considerado óptimo para la torrefacción (utilizada para co-combustión). Para obtener el rendimiento

energético, con los datos de la bibliografía consultada [3] se han elaborado gráficas y obtenido funciones de las mismas (ANEXO A, Ecuaciones A.7 y A.8), para después, introducir el rendimiento másico indicado (Tabla 6).

	Leñosa	Herbácea
$M_{\text{húmeda}} (\%)$	25	12
$C_{p,b} (MJ/kgK)$	0,0021	0,0015
$Cenizas_{\text{húmeda}} (\%)$	1,55	5,63
$PCI_h (MJ/kg)$	13,31	14,65

Tabla 5. Propiedades de la biomasa

	Biomasa	
Rendimientos	Leñosa	Herbácea
$\eta_E$	0,87	0,84
$\eta_M$	0,8	0,80

Tabla 6. Rendimiento másico y energético

Aplicando todas las ecuaciones, ya desarrolladas y explicadas en el Apartado A.1 (ANEXO A), se obtienen los valores reflejados en la Tabla 7.

	Leñosa	Herbácea
$E_{\text{Secado}} (MJ/kg_{\text{húmedo}})$	0,899	0,481
$m_{\text{Post-secadero}} (t.p.u)$	0,79	0,93
$E_{\text{abs}} (MJ/kg)$	0,8	0,8
$E_{\text{torrefacción}} (MJ/kg_{\text{seco}})$	1,335	1,206
$E_{\text{Total}} (MJ/kg_{\text{húmedo}})$	1,900	1,543
$PCI_{\text{gas}} (MJ/kg_{\text{daf}})$	11,874	13,558
$E_{\text{disponible}} (MJ/kg_{\text{húmedo}})$	1,409	1,804
$E_{\text{requerida}} (MJ/kg_{\text{húmedo}})$	0,491	0,000
$\eta_E (\%)$	87,28	84,04
$\eta_{E \text{ Total}} (\%)$	84,59	84,04

Tabla 7. Resultados del proceso de torrefacción

En el caso de la biomasa leñosa, al tener un contenido en humedad más elevado, la energía total requerida en el proceso es mayor (casi el doble en la parte del secado). Además, su rendimiento energético también es mayor, por lo que la energía disponible en el gas resultante del proceso es menor. Todo esto da lugar a que haya que introducir energía adicional para torrefactarla, mientras que, para la herbácea, no, pues existe energía suficiente, procedente de los gases, para el proceso sin tener que realizar un aporte adicional. En consecuencia, el rendimiento energético **total** ( $\eta_{E \text{ Total}}$ ) respecto al rendimiento energético ( $\eta_E$ ) disminuye en la leñosa y se mantiene igual en la herbácea. No obstante, este rendimiento energético total sigue siendo mayor en la leñosa

### 4.3.PRINCIPALES PARÁMETROS DE OPERACIÓN. CÁLCULO DEL BALANCE DE ENERGÍA Y RENDIMIENTO.

En este apartado se describen las consideraciones y valores utilizados para realizar el cálculo, así como los resultados obtenidos de la misma.

#### 4.3.1.SITUACIÓN INICIAL. COMBUSTIÓN DEL CARBÓN

Para llevar a cabo el cálculo y comparación de las variaciones producidas por la co-combustión respecto a la quema únicamente de carbón, se deberán obtener los valores iniciales de todos los parámetros, sobre todo del exceso de aire. Para realizar el cálculo de este último se ha llevado a cabo un balance de energía en caldera utilizando EES. En dicho balance, se han tenido en cuenta las siguientes variables principales, a partir de las cuales se obtienen las demás:

- Composición del combustible (% en masa)
- Temperatura de gases a la salida de los precalentadores (°C)
- C en residuo sólido (%C)
- Cantidad de CO (CO)
- Pérdidas por desulfuración ( $P_{\text{Pérdidas}}$ )

Los valores de estos parámetros, además de la cantidad de oxígeno en gases necesaria para la obtención del exceso de aire (*Tabla 8*) han sido tomados de una prueba real de rendimiento a plena carga llevada a cabo en el G3 (ya mencionada en el *Capítulo 3*). La composición de la mezcla de lignito y hulla, obtenida de la misma prueba es la mostrada en la *Tabla 9*.

Composición (%)	
C	41,30
H	2,77
N	0,61
S	4,72
O	6,09
Humedad	19,56

Tabla 9. Composición mezcla de carbón

Datos iniciales	
O <sub>2</sub> (%)	3,23
%C (%)	0,4865
CO (ppm)	17,033
T <sub>g</sub> (°C)	183,25
P <sub>desulf</sub> (%)	1,597
PCS (kJ/kg)	16499

Tabla 8. Datos iniciales CTT

Otra de las variables más importantes, obtenida a partir de los parámetros anteriores, es el rendimiento de la caldera. Para calcularlo, se ha utilizado el método indirecto, es decir, el de pérdidas separadas (*ecuación 8*).

$$\eta = (1 - P_{CSG} - P_{CO} - P_C - P_{Cen} - P_{CyR} - P_{Desulf}) \cdot 100 \quad (8)$$

Las pérdidas incluidas son:

- Pérdidas de calor sensible en gases ( $P_{CSG}$ )
- Pérdidas por inquemados gaseosos ( $P_{CO}$ )
- Pérdidas por inquemados sólidos ( $P_C$ )
- Pérdidas por calor sensible de residuos ( $P_{cen}$ )

- Pérdidas por convección y radiación ( $P_{CyR}$ )
- Pérdidas por desulfuración ( $P_{Desulf}$ )

Éstas últimas, debidas al consumo adicional de los VTF y de otros ventiladores de menor tamaño por el aire empleado en el proceso de desulfuración, como se verá a continuación, tienen un gran peso y su reducción, en primera aproximación, va a ser directamente proporcional a la disminución del azufre en el combustible introducido (tomando como referencia el carbón). Su valor de partida (utilizando únicamente carbón) también ha sido obtenido de la prueba de rendimiento a plena carga (*Tabla 8*).

Los resultados de esta primera resolución se muestran en la *Tabla 10*. Además del exceso de aire, cuyo valor es de 17,43 %, en la tabla también se muestran los rendimientos obtenidos, con objeto de comprobar la idoneidad del balance planteado, puesto que se tienen los datos de rendimiento reales de la prueba. Éstos últimos fueron de 88,7 % y 82,8 % sobre PCI y PCS respectivamente. Ambos difieren prácticamente solo en 0,4 puntos respecto a los obtenidos, por lo que los resultados del balance se pueden considerar válidos. También aparecen los caudales de gas y aire, que servirán como referencia para comparar en los siguientes apartados.

Resultados	
<b>Rend (PCI)</b>	89,04
<b>Rend (PCS)</b>	83,2
<b>V<sub>g</sub> (m<sup>3</sup>/GJ)</b>	685,6
<b>V<sub>a</sub> (m<sup>3</sup>/GJ)</b>	412,1
<b>EA (%)</b>	17,43

**Tabla 10.** Datos iniciales y resultados simulación con carbón

### 4.3.2. CO-COMBUSTIÓN

Una vez calculados los valores de referencia, a continuación se obtienen las variaciones, respecto al carbón, del tamaño de partícula, exceso de aire, rendimiento y aumento en el consumo de auxiliares

#### 4.3.2.1. Tamaño de partícula y exceso de aire

En base a lo descrito en el *Capítulo 2*, se utiliza un tamaño de partícula diferente para cada una de las tres co-combustiones elegidas. Con la biomasa sin tratar, aunque habría que realizar pruebas en la caldera de la central térmica para determinar el tamaño más adecuado, ya que con la bibliografía consultada es imposible establecer un valor válido para todas las centrales, cualitativamente se va a suponer que la co-combustión con quemadores mixtos requerirá un tamaño de partícula menor que la co-combustión con quemadores específicos de biomasa (pero en ambos casos, mayor que el tamaño del carbón). Mientras, en la co-combustión mezclando la biomasa torrefactada con el carbón en el parque de combustibles, el tamaño de partícula será el mismo que el del carbón (puesto que su grindabilidad es similar y ambos van a los molinos de carbón), que en el G3 es de 75 micras.

Por tanto, recordando, este mayor tamaño de partícula en co-combustión directa con biomasa sin tratar (independientemente de si se utilizan quemadores específicos o mixtos) da lugar a la necesidad de introducir un mayor exceso de aire con objeto de tener una mejor combustión en la caldera, disminuyendo el aumento de inquemados.

Por ello, se plantearán dos escenarios: Uno favorable, en el que se mantiene el exceso de aire en los mismos niveles que con la combustión de solo carbón (17,43%) y otro, más desfavorable, en el que se producirá un aumento del exceso de aire de 5 puntos respecto al primero (22,43%)

En cambio, dado que van a tener el mismo tamaño la biomasa torrefactada y el carbón, con esta opción de co-combustión solo se calculará un escenario, en el que el exceso de aire no variará respecto a la situación con únicamente carbón.

#### 4.3.2.2. Variación del rendimiento de la caldera

También se ha indicado en el *Capítulo 2* la desviación que puede experimentar el rendimiento de la caldera debido al uso de un combustible diferente al carbón. Por ello, mediante el balance de energía en caldera ya descrito, se van a obtener los nuevos rendimientos y a compararlos con los obtenidos en el *Apartado 4.3.1*.

A partir del exceso de aire, calculado también en el *Apartado 4.3.1*, como ya se ha comentado, para la co-combustión con biomasa sin torrefactar se plantean dos escenarios, uno favorable (*Caso a*) y otro desfavorable (*Caso b*), mientras que con torrefactada solo uno.

En el favorable, del mismo modo que el exceso de aire, las demás variables de partida (temperatura de gases, inquemados etc.) se mantienen igual que con la mezcla de carbón, suponiendo que prácticamente la operación de la caldera no se ve alterada por la mezcla con biomasa.

Mientras, en el desfavorable, además del aumento en el exceso de aire de un 5%, también se establece que el carbono en residuo sólido aumenta un 50% (de 0,4865% a 0,7298%) y la temperatura de salida de los gases es 5 °C superior.

Volviendo a la co-combustión con biomasa torrefactada, en el único escenario planteado, todos los datos de partida se mantienen igual que en el caso con carbón, como resultado de la similitud en comportamiento y características de la biomasa torrefactada y este combustible fósil, que va a dar lugar a que la mezcla compuesta por estos dos combustibles, en principio, no genere apenas cambios en el funcionamiento de la caldera (si los hay, se deben únicamente de la pequeña diferencia en la composición del carbón y la biomasa torrefactada).

Para obtener la composición de las dos mezclas (carbón con biomasa sin tratar y carbón con biomasa torrefactada), una vez obtenida la composición individual de las biomásas leñosas y herbáceas (sin torrefactar y torrefactadas), se han utilizado los porcentajes en masa (*Apartado 4.1, Tabla 4*) de cada uno de los componentes de las mezclas (carbón, leñosas (torrefactadas) y herbáceas

(torrefactadas)) para obtener el promedio ponderado. Para la composición de la biomasa sin tratar, se ha utilizado Phyllis (Tabla 11), mientras que, para la biomasa torrefactada, se ha seguido la metodología descrita a continuación.

Composición (%)		
	Leñosas	Torrefactadas
C	45,53	46,86
H	5,73	6,16
N	0,66	1,37
S	0,05	0,05
O	42,83	46,20
Humedad	25	12

Tabla 11. Composición de la biomasa sin tratar

En primer lugar, se ha realizado una consulta para obtener datos de la variación de la composición de diferentes biomásas con varios grados de torrefacción. Para las leñosas, se ha utilizado la base de datos Phyllis, mientras que para herbáceas, se ha llevado a cabo una revisión bibliográfica [15], aunque se ha encontrado poca documentación.

En base a los datos encontrados, se ha establecido aproximadamente la variación de los diferentes elementos de la composición entre una biomasa antes de ser torrefactada y después de ser torrefactada (Tabla 12). Debe tenerse en cuenta que se trata de una aproximación, y que, para saber la composición real, habría que analizar la biomasa utilizada en la CTT tras torrefactarla, puesto que no existen correlaciones fijas. El único dato más o menos exacto es el de humedad, puesto que la biomasa torrefactada siempre tiene niveles muy bajos, y no aparece en la Tabla 12, ya que no se ha calculado mediante incremento o reducción, si no que se ha tomado directamente de la consulta realizada, siendo el valor de 4-5 % sobre base húmeda.

	Incremento (%)		Composición final (%)	
	Leñosas torref.	Herbáceas torref.	Leñosas torref.	Herbáceas torref.
C	+8	+11	53,53	57,86
H	-0,4	-1	5,33	5,16
N	+0,1	+0,2	0,76	1,57
S	-0,02	-0,01	0,03	0,04
O	-8	-11	34,83	35,20

Tabla 12. Variación de la composición en la biomasa por la torrefacción

A partir de estos datos, junto a los de la biomasa sin tratar, se han calculado las dos mezclas (Tabla 13).

	Composición (%)	
	Biomasa sin torrefactar	Biomasa torrefactada
C	41,79	42,66
H	3,10	3,02
N	0,63	0,65
S	4,21	4,25
O	10,14	8,99
Humedad	19,88	18,07

Tabla 13. Composición de las mezclas de co-combustión con biomasa sin tratar y torrefactada



Obtenidos todos los datos necesarios, se calcula el rendimiento de todos los casos (Tabla 14).

En el *Caso a*, favorable, el rendimiento prácticamente se mantiene constante, ya que no existe apenas influencia sobre el funcionamiento normal de la caldera. En el segundo caso, más desfavorable, el aumento de exceso de aire, carbono en residuo seco y temperatura de salida de gases, lógicamente, produce una caída en el rendimiento de 0,6 puntos sobre PCI.

	Carbón	Biomasa		Biomasa torrefactada
		Caso a	Caso b	
<b>Datos iniciales</b>				
EA (%)	17,43	17,43	22,43	17,43
%C (%)	0,4865	0,4865	0,7298	0,4865
CO (ppm)	17,033	17,033	17,033	17,033
T <sub>g</sub> (°C)	183,25	183,25	188,25	183,25
PCS (kJ/kg)	16499	16347	16347	16498
<b>Resultados</b>				
Rend (PCI)	89,04	89,11	88,43	89,06
Rend (PCS)	83,2	82,8	82,15	83,13
P <sub>desulf</sub> (%)	1,597	1,425	1,425	1,438

Tabla 14. Rendimiento y pérdidas por desulfuración de las diferentes co-combustiones

Con la biomasa torrefactada, dado que los parámetros no varían, de la misma manera que en el *Caso a*, aunque la composición sea algo diferente, el rendimiento se mantiene prácticamente igual.

En todos los casos, el rendimiento podría ser algo menor de lo obtenido, pero aumenta por las menores pérdidas en desulfuración (también calculadas y representadas en la *Tabla 14*) de la co-combustión respecto a solo carbón, disminución considerada proporcional a la reducción de la cantidad de azufre de la mezcla de combustible utilizada. Estas pérdidas se explican más en detalle en el *Apartado 4.3.2.4*

Entre el *Caso a* y el *Caso b*, el segundo es más coherente con lo expuesto en la revisión bibliográfica realizada sobre experiencias de co-combustión (*ANEXO B*, [25]), por lo que, para el resto del estudio, se utilizarán solo los resultados de simulación de éste, tanto para co-combustión directa con quemadores mixtos como específicos de biomasa, puesto que las reducciones de rendimiento en ambas tecnologías se van a suponer similares. En cuanto a la co-combustión con la biomasa torrefactada mezclada con el carbón en el parque de combustibles, al tener propiedades similares al carbón, el resultado obtenido es coherente con lo planteado a lo largo de todo el trabajo, y se utilizará en los cálculos posteriores de esta tecnología.

#### 4.3.2.3. Aumento del consumo de auxiliares

Como ya se ha indicado en el *Capítulo 2*, el consumo de auxiliares, en general, va a aumentar. En el caso de la co-combustión con biomasa sin torrefactar, se debe al consumo adicional (respecto a la situación de solo carbón) producido



por los molinos específicos para biomasa y al aumento en los caudales de aire (debido al mayor exceso de aire) y gases, que produce un mayor consumo en los ventiladores. Mientras, para la co-combustión mediante mezcla en el parque de carbones, solo aumenta por el mayor caudal de aire y gases, producto únicamente de la diferente composición de la mezcla con biomasa torrefactada respecto a la de solo lignito y hulla, y no por un mayor exceso de aire.

La potencia de los tres molinos de carbón del G3 a plena carga (los cuales, recuérdese, no varían con la co-combustión), según los datos de los que se dispone (prueba real de rendimiento llevada a cabo), es de 1,5 MW. El consumo específico de molienda de los molinos para biomasa estimado es el siguiente:

- **Co-combustión directa con quemadores mixtos:** Para biomasa leñosa será de 400 kJ/kg, mientras que para herbácea se situará en 100 kJ/kg [1].
- **Co-combustión directa con quemadores específicos de biomasa:** Para biomasa leñosa estará entorno los 300 kJ/kg, mientras que para herbácea será de 75 kJ/kg.

Como no se ha encontrado bibliografía que permita determinar cuanto menor es el consumo de molienda en co-combustión directa con quemadores específicos, se ha supuesto que el consumo se reduce un 25 % respecto al uso de quemadores mixtos. Para verificar si este parámetro influye o no notablemente en el resultado final, en el *Capítulo 5* se llevará a cabo un análisis de sensibilidad.

En cuanto al incremento en el consumo de los ventiladores, se va a suponer, en primera aproximación, que este incremento es directamente proporcional al aumento del caudal de aire y gases. Mediante el cálculo del balance de energía, se determinan los nuevos caudales de aire y gases, con objeto de calcular el incremento respecto a la situación con carbón. Los resultados se encuentran en la *Tabla 15*.

Para el caso de la co-combustión con biomasa sin torrefactar, el aumento en el consumo de aire (6,1 %) es algo menor que el de la cantidad de gases generados (7,9 %), pero como puede verse, en ambos se va a producir un aumento en el consumo de los ventiladores, tanto de tiro inducido como de tiro forzado.

	Carbón	Biomasa sin tratar	Biomasa torrefactada
<b>Datos iniciales</b>			
EA (%)	17,43	22,43	17,43
%C (%)	0,4865	0,72975	0,4865
CO (ppm)	17,033	17,033	17,033
T <sub>g</sub> (°C)	183,25	188,25	183,25
PCS (kJ/kg)	16499	16409	16498
<b>Resultados</b>			
V <sub>g</sub> (m <sup>3</sup> /GJ)	685,6	739,6	699,6
V <sub>a</sub> (m <sup>3</sup> /GJ)	412,1	437,1	419,8

Tabla 15. Caudales con carbón, biomasa sin torrefactar y torrefactada

En la co-combustión con biomasa torrefactada, el incremento es bastante bajo (aproximadamente 2 % tanto para el aire como para gases), debiéndose principalmente a la mayor cantidad, respecto a la mezcla de carbón solo, de oxígeno e hidrógeno presente en la mezcla con biomasa torrefactada.

Las nuevas potencias de accionamiento de los ventiladores respecto a la combustión únicamente con la mezcla de carbón (*Capítulo 1*) se indican en la *Tabla 16*.

Ventiladores	Potencia (MW)		
	Carbón	Biomasa sin tratar	Biomasa torrefactada
<b>VTI</b>	3,38	3,65	3,45
<b>VAP</b>	2,02	2,12	2,05
<b>VTF</b>	2,16	2,29	2,20

**Tabla 16. Potencia de ventiladores**

#### 4.3.2.4. Emisiones

Tal y como ha sido dicho en el *Capítulo 1* y 2, con la co-combustión se pueden conseguir reducciones importantes en la cantidad de contaminantes.

El CO<sub>2</sub>, como ya se ha comentado en varias ocasiones, se verá reducido por el carácter renovable de la biomasa. En el *Capítulo 5* se realizará un análisis medioambiental sencillo que cuantificará esta disminución.

Respecto a los NO<sub>x</sub>, como se ha explicado, no se puede cuantificar su reducción puesto que los resultados difieren entre los estudios consultados y habría que realizar pruebas en la caldera de la CTT para tener valores determinados, por lo que, aunque probablemente disminuirán, no se van a tener en cuenta en los cálculos.

Por último, el SO<sub>2</sub>, como ya se ha indicado, se reducirá, en primar aproximación, de manera proporcional a la reducción de azufre en el combustible, lo que da lugar a un menor consumo de aire en la desulfuración, y, por lo tanto, menores pérdidas en este proceso. Esto tiene especial relevancia en la central térmica de Andorra, puesto que la mezcla de carbón utilizada (con cantidad predominante en lignito de la cuenca turolense) tiene elevadas cantidades de este elemento. A nivel medioambiental, como se ve en el *Capítulo 1*, *Figura 5*, no tiene mucha importancia, ya que gracias a la desulfuración se emite baja cantidad, pero a nivel económico, produce un doble ahorro. Como se acaba de comentar, al consumir menor aire y energía, las pérdidas por desulfuración son menores, por lo que el rendimiento es mayor (ver *apartado 4.3.2.2*), pero, además, también se consumirá menor cantidad de productos utilizados en las reacciones y menor cantidad de residuo habrá que eliminar. En el presente estudio, solo se ha contemplado y calculado la disminución de las pérdidas (*Apartado 4.3.2.2*, *Tabla 14*).

Toda esta reducción de contaminantes, como se verá en el análisis económico, trae consigo una disminución de costes (o aumento de ingresos, en ocasiones, con el CO<sub>2</sub>).

## 4.4. PORCENTAJE DE SUSTITUCIÓN E INDICES DE ENSUCIAMIENTO

Una vez calculadas todas las variaciones, se procede a comprobar que las mezclas planteadas en el *Apartado 4.1* cumplen tanto con los requisitos de disponibilidad como de ensuciamiento.

### 4.4.1. PORCENTAJE DE SUSTITUCIÓN

Para comprobar que se cumple la disponibilidad con biomasa sin tratar y torrefactada, tanto en leñosa (índice de disponibilidad máximo planteado del 70%) como en herbácea (que no se consuma en exceso en relación a los recursos de los que se dispone), en primer lugar, mediante los rendimientos obtenidos en el apartado anterior y la energía bruta del G3 (la indicada en el *Capítulo 1* con las 4000 horas equivalente de funcionamiento), además del 10% de sustitución de energía, se determinará la energía necesaria procedente de la biomasa. Esta energía, multiplicada por los porcentajes de sustitución de leñosa y herbáceas indicados en el *Apartado 4.1* (8% y 2% respectivamente para biomasa sin torrefactar; 7% y 3% respectivamente para biomasa torrefactada), dará la energía necesaria de cada biomasa. Aplicando la *ecuación 9*, se obtendrá un índice de uso (I.U) de leñosas y herbáceas, el cual deberá ser menor que el I.D de la leñosa y no muy elevado en el caso de la herbácea.

$$I. U_i = \frac{E_i(TJ) \cdot 10^6}{m_{total\ disponible}(b. h) \cdot 1000 \cdot PCI_h \left(\frac{MJ}{kg}\right)} \cdot 100 \quad (9)$$

En el caso de la biomasa torrefactada, el I.U varía (*ecuación 10*), puesto que habrá que aplicarle la pérdida producida por el proceso de torrefacción, reflejada en el rendimiento energético total.

$$I. U_i = \frac{E_i(TJ) \cdot 10^6}{m_{total\ disponible}(b. h) \cdot 1000 \cdot PCI_h \left(\frac{MJ}{kg}\right) \cdot \eta_{E\ Total}} \cdot 100 \quad (10)$$

Los índices de uso obtenidos (*Tabla 17*) verifican que los porcentajes de sustitución seleccionados no exceden los índices de disponibilidad planteados, situándose por debajo del 70% exigido para leñosa y alcanzado aproximadamente solo un 10% o 20% (dependiendo de si es sin torrefactar o torrefactada) de la cantidad total de herbácea disponible, por lo que no es de esperar problemas de suministro.

		Carbón	Sin torrefactor	Torrefactada
Porcentajes de sustitución de energía	Energía bruta (TJ)	5264,64	5264,64	5264,64
	Rendimiento (PCI)	0,3817	0,3790	0,3817
	Energía necesaria (TJ)	13794,02	13889,17	13790,92
	% Sust. Biomasa en energía	0%	10%	10%
	E procedente carbón (TJ)	13794,02	12500,25	12411,83
	E procedente biomasa (TJ)	0,00	1388,92	1379,09
	Leñosa	-	8,00	7,00
	Herbácea	-	2,00	3,00
	E procedente leñosa (TJ)	-	1111,13	965,36
	E procedente herbácea (TJ)	-	277,78	413,73
	I.U leñosa	-	60,7	62,4
	I.U herbácea	-	13,2	23,3

Tabla 17. Índices de disponibilidad

#### 4.4.2. ÍNDICES DE ENSUCIAMIENTO

Una vez verificado que las mezclas introducidas a la caldera cumplen a nivel de disponibilidad, es necesario comprobar sus efectos en la caldera respecto al uso del carbón, analizando los índices de ensuciamiento de cada una: índices de álcalis (*ecuación 17*) e índice de óxidos inversa (*ecuación 18*). El índice de álcalis proporciona información sobre la tendencia de las cenizas a formar depósitos en los bancos de tubos convectivos (fouling), mientras que el índice de óxidos alcalinos indica la tendencia a la sinterización de la ceniza del combustible (slagging).

$$\text{Índice de álcalis} = \frac{\% \text{ cenizas} \cdot (\%K_2O + \%Na_2O)}{PCS \cdot 100} \quad (11)$$

$$\text{Índice de óxidos alcalinos} = \frac{\%K_2O + \%Na_2O}{\%CaO + \%MgO} \quad (12)$$

Los valores de estos índices se encuentran dentro de unos rangos de riesgo determinados, indicados en la *Tabla 18*.

	Sin riesgo	Bajo riesgo	Alto riesgo
Índice de álcalis	<0,17	0,17<Ia<0,34	>0,34
Índice de óxidos alcalinos	<0,5	-	>0,5

Tabla 18. Rangos de índices de ensuciamiento

##### 4.4.2.1. Porcentaje y composición de las cenizas de la biomasa

Para calcular los índices de ensuciamiento de las diferentes mezclas, es necesario obtener información acerca del porcentaje de cenizas sobre masa húmeda de las biomásas herbácea y leñosa (sin torrefactor y torrefactadas) y la

composición de estas cenizas, expresadas como los óxidos más estables (NaO, K<sub>2</sub>O, MgO y Na<sub>2</sub>O). Los datos, tanto para el porcentaje de cenizas como para su composición, proceden de la base de datos Phyllis2 así como de otras publicaciones [26].

En las biomásas sin tratar los porcentajes de cada óxido en las cenizas se muestran directamente en estas referencias (*Tabla 20*), pero en la torrefactada, solo está disponible su composición elemental (K, Na, Mg y Ca) en mg/kg de biomasa. Hay que destacar que con estas composiciones (de la biomasa torrefactada), los índices de ensuciamiento obtenidos pueden no ser del todo coherentes con la realidad. Al no tener más datos disponibles, se han tomado datos de Phyllis que corresponden a residuos de maderas y madera de abeto (ambos torrefactados) para leñosas, y paja (también torrefactada, y sin especificar su procedencia) para herbáceas, cuya composición inicial podría ser diferente a la de los árboles frutales y la paja de maíz utilizados en la CTT. Para verificarlo, habrá que compararlos con la composición de esta biomasa sin torrefactar.

Dado que solo se tiene la composición elemental de la biomasa, para obtener la composición de las cenizas, ha habido que transformar los elementos a sus compuestos óxidos según la Norma UNE-EN 15290 [27] (con el factor de cambio (FC) indicado en la misma), para después transformarlos del total sobre la masa de biomasa al total sobre la masa de cenizas (*Tabla 19*), usando para ello el porcentaje de cenizas contenido en la biomasa (*ecuación 13*). El promedio de leñosas y herbáceas torrefactadas resultantes se encuentra en la *Tabla 20*.

$$\text{Óxido}_{\text{cenizas}} (\% \text{ sobre masa cenizas}) = FC \cdot \frac{\text{elemento}_{\text{biomasa}}}{\% \text{ cenizas}_{\text{biomasa}}} \cdot \frac{100}{10^6} \quad (13)$$

		Residuos de madera y astillas (250-290 °C)	Madera de abeto 280 °C	Paja
mg/kg biomasa (seco)	K	3541	505	10128
	Na	267	12	166
	Ca	6835	1028	4969
	Mg	806	132	715
	% cen	3,12%	0,50%	3,80%
Composición cenizas (%)	K <sub>2</sub> O	13,62	12,12	31,98
	Na <sub>2</sub> O	1,16	0,32	0,59
	CaO	30,67	28,78	18,31
	MgO	4,29	4,38	3,12

**Tabla 19. Composición de las cenizas de diferentes biomásas torrefactadas**

Como demuestra uno de los pocos estudios encontrados, al aplicar mayor temperatura a la biomasa, la concentración en cenizas de los óxidos de Ca y Mg aumenta, mientras que los de K y Na, a temperaturas aproximadamente inferiores a los 700°C aumentan y, a superiores, disminuyen [28]. En la *Tabla 20* puede verificarse que para casi todos los óxidos las tendencias se cumplen (exceptuando el K<sub>2</sub>O de la leñosa). El problema es que, en muchos casos, el

aumento en la concentración (sobre todo en  $\text{CaO}$  y  $\text{K}_2\text{O}$ ) es bastante elevado en comparación con lo presentado en el estudio, probablemente, como se ha comentado, por la diferencia entre el tipo de biomasa de partida utilizado para torrefactar, cuya composición será diferente de la biomasa sin tratar utilizada en este trabajo.

Por tanto, los resultados que se obtengan con la biomasa torrefactada pueden no ser totalmente válidos, ya que no mostrarán unos índices del todo reales.

#### 4.4.2.2. Cálculo de los índices de ensuciamiento

Para determinar los índices de ensuciamiento, una vez obtenida la composición y porcentaje de las cenizas de cada biomasa, es necesario calcular los promedios ponderados del análisis inmediato y de la composición de las cenizas de la mezcla. Para ello, se introducen los porcentajes de sustitución de energía de cada componente de la mezcla (carbón, leñosas y herbáceas), ya utilizados en los apartados anteriores. A continuación, mediante la misma ecuación que en el *Apartado 4.1 (ecuación 7)* se calculan los porcentajes de sustitución en masa (utilizando el  $\text{PCS}_h$  en  $\text{kJ/kg}$ ).

Los resultados obtenidos (*Tabla 20*) muestran que no existen diferencias significativas entre las dos mezclas (biomasa sin tratar y torrefactada). Esto se debe a que el alto contenido en cenizas del carbón utilizado en Andorra produce que la composición de las mismas de éste tenga un peso bastante mayor en el promedio total. Por tanto, la variación en la composición final que pueda tener lugar al introducir distinta cantidad y/o biomasa queda reducida por este hecho. Así pues, aunque los resultados obtenidos para la biomasa torrefactada no sean totalmente válidos como ya se ha comentado, parece que, en principio, el riesgo de ensuciamiento será bajo para una co-combustión del 10%.

En consecuencia, las cenizas de ambas mezclas tienen un bajo riesgo de formar depósitos en los bancos de tubos de la caldera y ningún riesgo de sinterizar. No obstante, estos índices deben ser usados con prudencia, ya que han sido definidos para el carbón, por lo que tendría que comprobarse que el ensuciamiento esperado se cumple con pruebas en caldera.



	Combustibles					Biomasa sin torrefactor			Biomasa torrefactada		
	Carbón	Leñosas	Maiz	Torref. Leñosas	Torref. Maiz	Carbón	Leñosas	Maiz	Carbón	Torref. Leñosas	Torref. Maiz
Sustitución (% energía)	-	-	-	-	-	90,0	8,0	2,0	90,0	7,0	3,0
Sustitución (% masa)	-	-	-	-	-	89,2	8,8	2,0	90,0	7,1	2,9
						TOTAL			TOTAL		
PCS (kJ/kg)	16499	14873	16060	16226	16871	16347			16491		
Análisis inmediato (%)											
Humedad	18,25	25,00	12,00	25,00	12,00	18,72			16,89		
Cenizas	23,65	2,06	6,40	2,47	3,80	21,34			21,56		
Volátiles	26,56	79,50	78,30	79,50	78,30	32,27			31,84		
Carbono Fijo	49,79	18,44	15,30	18,44	15,30	46,39			46,60		
Cenizas (%)											
CaO	4,41	13,50	4,56	29,73	18,31	4,47			4,69		
K2O	1,08	15,35	15,48	12,87	31,98	1,25			1,34		
MgO	1,04	3,65	4,41	4,34	3,12	1,07			1,08		
Na2O	0,30	0,31	0,24	0,74	0,59	0,30			0,31		
Índices											
I Álcalis	0,20	0,22	0,63	0,21	0,73	0,20			0,21		
I Óxidos alcalinos (inversa)	0,25	0,91	1,75	0,40	1,52	0,28			0,28		

Tabla 20. Índices de ensuciamiento



## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO, ENERGÉTICO Y MEDIOAMBIENTAL

Descritas y analizadas técnicamente las tres posibles tecnologías de co-combustión objeto de estudio (co-combustión con quemadores específicos de biomasa, quemadores mixtos y mezcla de biomasa torrefactada con el carbón en el parque de combustibles), el siguiente paso es determinar si son rentables con los costes adicionales, respecto a la combustión exclusivamente de carbón, que tienen asociadas y, en caso de que no lo fueran, analizar si podrían serlo mediante primas. Además, también se va a realizar un pequeño análisis sobre la diferencia de emisiones de CO<sub>2</sub> entre las co-combustiones y la central térmica utilizando exclusivamente carbón.

### 5.1. ANÁLISIS ECONÓMICO

#### 5.1.1. METODOLOGÍA

Para llevar a cabo este análisis, en primer lugar, mediante una revisión bibliográfica, se determinarán todos los costes asociados a las tres tecnologías (inversión, OyM, etc.), así como posibles ahorros derivados de su uso. Después, introduciendo todos los datos del análisis técnico, se calcularán los consumos y costes anuales según las horas de funcionamiento de la central (establecidas en 4000 h). Finalmente, en función del precio de la biomasa (sin tratar y torrefactada), se determinarán los rangos de rentabilidad de cada tecnología, tanto sin primas como con ellas.

#### 5.1.2. COSTES DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En co-combustión con biomasa torrefactada, como ya se ha indicado en el *Capítulo 3*, no es necesario llevar a cabo prácticamente ninguna modificación o ampliación de las instalaciones, por lo que no hay costes de inversión. Así mismo, ya que la biomasa torrefactada se introduce junto al carbón en la misma cadena de procesos, los costes de operación y mantenimiento no van a variar significativamente respecto a la situación con solo carbón.

En lo referente a los costes asociados a la co-combustión directa con quemadores específicos y quemadores mixtos, será necesaria una inversión inicial y se producirá un aumento en los costes de operación y mantenimiento. Hay que referir que existen pocas experiencias detalladas en el plano económico y, por lo tanto, pocos datos disponibles para su consulta.

##### 5.1.2.1. Costes de inversión

En la bibliografía consultada [25], [29], [30], [31],[32] la inversión se muestra para co-combustión directa en general, sin diferenciar entre las dos tecnologías objeto del análisis.

Según estos datos, el coste de instalación de la co-combustión directa se situaría entre los 159 y los 273 €/kWe de sustitución de biomasa, aunque otros estudios llegan a situarlo entre los 127-773 €/kWe [33]. Debido a este amplio rango, producido por la multitud de tecnologías de co-combustión directa disponibles, y teniendo en cuenta que solo el coste de las reformas y equipos relacionados con la caldera (excluyendo pretratamientos) se estima entre 91 y 546 €/kWe

[33], se podría realizar la siguiente primera aproximación para el presente caso de estudio: Considerando que el coste de instalación de la co-combustión con quemadores específicos de biomasa es mayor que con mixtos, a esta tecnología se le podría asignar un coste medio de reformas de 350 €/kWe (coste medio aproximado entre 773 € y 127 €), mientras que a la co-combustión con quemadores mixtos el menor coste de los planteados, es decir, 127 €/kWe.

El coste específico de las instalaciones de pretratamiento será de 400 €/kW para co-combustión con quemadores mixtos y de 300 €/kW con quemadores específicos, puesto que con estos últimos no se necesitan tamaños de partícula tan pequeños como con los quemadores mixtos [1].

Para ambos costes, tanto el de reformas como el de instalaciones de pretratamiento, ya que no se han podido determinar con demasiada exactitud los valores, con objeto de comprobar cuál es su influencia en la rentabilidad y asegurarse que no se comete un error elevado en caso de que los costes supuestos sean diferentes a la realidad, se realizará un análisis de sensibilidad (*Apartado 5.1.6*).

#### **5.1.2.2. Costes de operación y mantenimiento**

El uso de la co-combustión va a generar unos costes adicionales de operación y mantenimiento a los ya existentes en la central. Estos costes derivan principalmente del pretratamiento de la biomasa (costes variables diferentes entre tecnologías de co-combustión), así como de un mayor mantenimiento por la presencia de nuevos equipos y otras variables (costes fijos). Según la bibliografía consultada [30], [32], [33], el incremento en el coste de OyM para co-combustión con quemadores específicos sería de 0,8 c€/kWh, mientras que con quemadores mixtos sería de 0,47 c€/kWh.

#### **5.1.3. COSTES DE BIOMASA Y PRIMAS**

Los costes de la biomasa, tanto sin tratar como torrefactada, se considerarán como variable, analizando diferentes escenarios de precios. Dado que la biomasa torrefactada sería encargada a una empresa que torrefactaría la misma biomasa disponible determinada en el *Capítulo 3*, su precio se va a establecer en función de la biomasa sin tratar. Ya que no existen casi datos de su coste ni de empresas que la realicen, para que la aproximación sea lo más razonable posible, se tomará como referencia el dato del precio en 2013, que se estimaba en torno a 200 €/t [34], pero teniendo en cuenta que en la actualidad con la mayor madurez de la tecnología y mayor demanda será más competitivo (además de que también depende del coste de la biomasa sin tratar utilizada). Por ello, se va a suponer un primer caso en que el coste de la biomasa torrefactada será 2,5 veces mayor respecto a la biomasa sin tratar, en c€/kWh, PCI (por comparar con el precio de 2013, para un coste de biomasa sin tratar de 1,3 c€/kWh, el precio de la biomasa torrefactada utilizada se sitúa en 150 €/t).

En función de la existencia de rentabilidad o no con dichos precios, se propondrá una prima razonable que permita alcanzar dicha rentabilidad.

#### 5.1.4. AHORRO POR REDUCCIÓN DE EMISIONES

El uso de la co-combustión permite reducir la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida como ya se ha comentado. Este ahorro en emisiones se traduce en un ahorro de costes, tanto porque no se exceda la cantidad establecida por el derecho de emisiones [35] como por que se pueda vender parte de estos derechos por no consumirlos todos. Por tanto, los beneficios dependerán del precio del CO<sub>2</sub> en el mercado, así como de las toneladas no emitidas. Actualmente, la media entre enero y junio de 2016 se sitúa en 5,69 €/tCO<sub>2</sub>, pero observando los históricos de los dos años previos, se podría esperar alcanzar una media de 6 €/tCO<sub>2</sub> [36].

Además, la disminución en las emisiones de SO<sub>2</sub>, como ya ha sido dicho en el *Capítulo 4*, produce un ahorro energético que queda reflejado en una pérdida por desulfuración menor, la cual ha permitido que los rendimientos calculados (y que se van a usar en la obtención de los beneficios) no sean tan bajos respecto a la situación con combustión únicamente de carbón, y, por lo tanto, favorecen la rentabilidad.

#### 5.1.5. RESULTADOS

##### 5.1.5.1. Escenario sin primas

Inicialmente se ha considerado una situación sin primas, que es la que se da actualmente. Los resultados obtenidos tras calcular la variación del beneficio anual en millones de euros (diferencia entre el beneficio anual con co-combustión y únicamente carbón) para diferentes precios de biomasa (desde 0,5 c€/kWh hasta 1,8 c€/kWh) se muestran en la *Figura 17*. Como puede verse, la línea horizontal roja indica el umbral de rentabilidad, por debajo del cual los beneficios usando co-combustión son menores que utilizando únicamente carbón. Las dos líneas verticales, rojas y finas, situadas en 1 cent.€/kWh (40 €/ton) y 1,5 cent.€/kWh (60€/ton), delimitan el rango de precios entre los que la biomasa (sin torrefactar) de poda o paja para uso industrial se puede conseguir habitualmente.

En este caso, ninguna de las tres tecnologías va a ser rentable en el rango indicado sin la existencia de primas (la co-combustión con biomasa torrefactada lo es en un precio de 0,5 cent.€/kWh, pero es un precio improbable), por lo que a continuación se analizará el escenario con primas al precio de la electricidad.

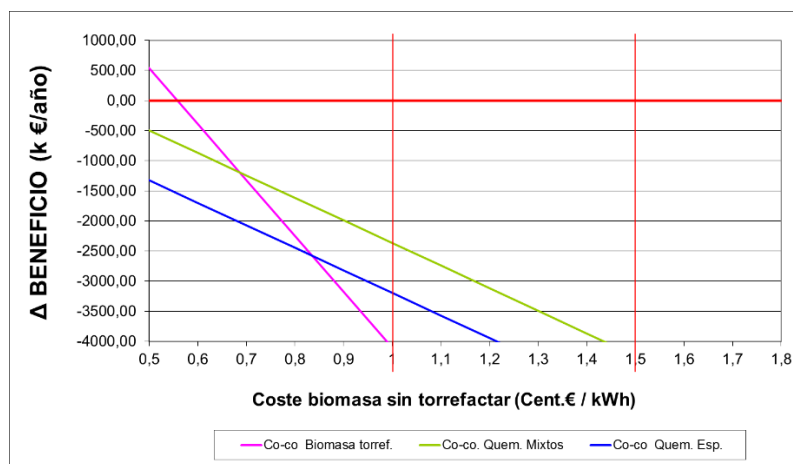


Figura 17. Beneficio en función del coste de la biomasa, sin primas.

### 5.1.5.2. Escenario con primas

En este caso, se va a aplicar una prima de 2 c€/kWh (Figura 18).

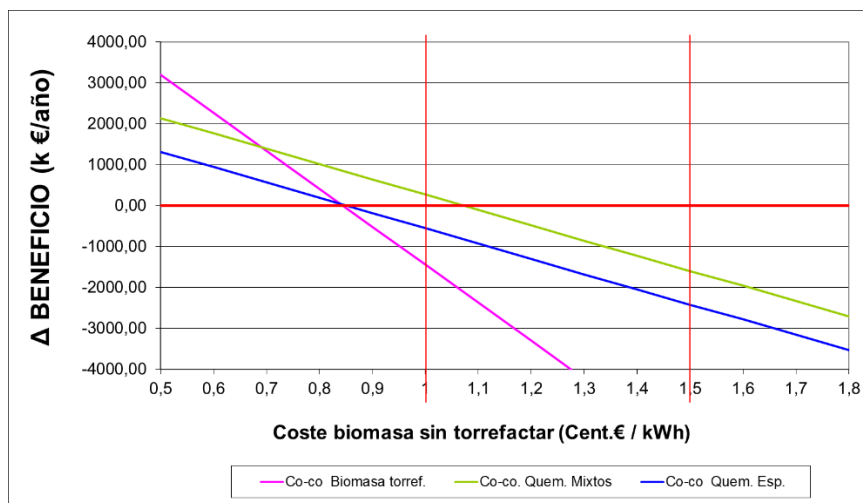


Figura 18. Beneficio en función del coste de la biomasa, con prima de 2 c€/kWh.

A partir de 0,7 c€/kWh y hasta algo más de 1 c€/kWh (40 €/t), la co-combustión directa con quemadores mixtos es la que más incremento en los beneficios económicos genera, puesto que los quemadores específicos suponen unos mayores costes de inversión y OyM que no compensan la ganancia producida por un menor pretratamiento de la biomasa. Si el precio de la biomasa sube por encima de 1 c€/kWh, la co-combustión generaría pérdidas respecto a la central normal, por lo que no se podría llevar a cabo.

En cambio, si el precio de la biomasa se encuentra por debajo de 0,7 c€/kWh (30 €/t), la tecnología más rentable es la co-combustión con biomasa torrefactada, ya que, por su similitud con el carbón, no genera gastos de inversión y operación, además de no modificar prácticamente el funcionamiento de la caldera, por lo que no hay pérdidas de rendimiento que reduzcan la producción de electricidad ni se produce prácticamente aumento en el consumo de auxiliares.

No obstante, como se observa, la principal limitación en los beneficios de la combustión de biomasa torrefactada es el precio del combustible (2,5 veces más elevado que el de la biomasa sin torrefactar), que da lugar a que solo sea rentable a precios bajos de biomasa sin tratar. Por ello, se ha realizado un análisis de cómo varía la rentabilidad en función del precio de la biomasa torrefactada respecto a la biomasa sin tratar (Figura 19). El resultado muestra que el beneficio aumenta bastante respecto a una relativa baja disminución del precio de la biomasa torrefactada, observándose que en el rango de 1-1,5 c€/kWh, cada reducción de 0,25 en el multiplicador de precio, supone aproximadamente un aumento de un millón de euros en los beneficios. Además, comparando esta figura con la Figura 18, se aprecia que casi a partir del doble de precio respecto a la biomasa sin tratar, esta tecnología pasa a ser la más rentable en todos los tramos de precio. Esto muestra que esta tecnología está fuertemente vinculada

al avance y abaratamiento en el coste de la torrefacción, por lo que tiene un fuerte potencial, dado que relativamente bajas disminuciones de precio producen altos beneficios. Este caso no se da con las otras dos tecnologías, donde las inversiones y los costes de pretratamiento son más elevadas y conseguir altas reducciones de costes es más complicado, aunque la técnica mejore.

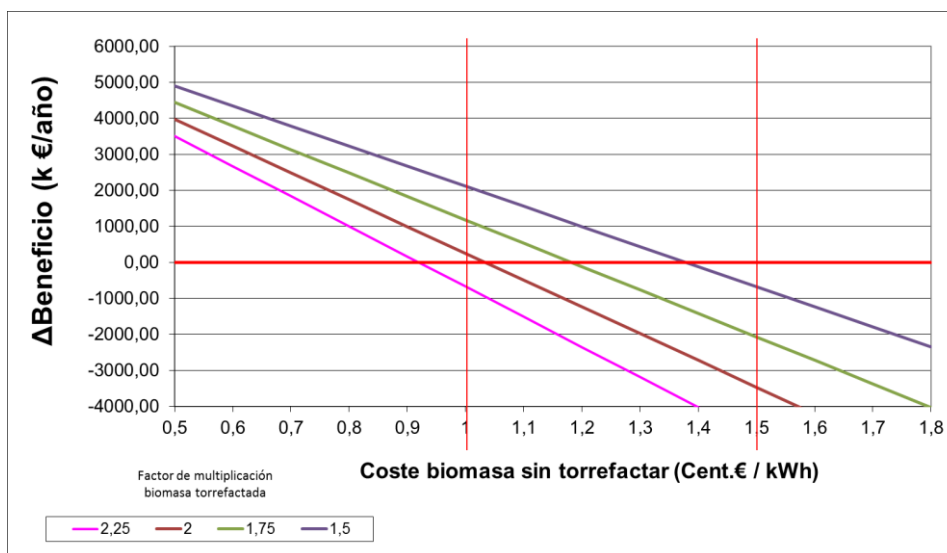


Figura 19. Beneficio en función del coste de la biomasa, con prima de 2 c€/kWh y diferentes precios de biomasa torrefactada

### 5.1.6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE CONSUMOS Y COSTES

Como se ha indicado en el Apartado 4.3.2.2 y 5.1.3, se va a llevar a cabo un análisis de sensibilidad de los consumos de astillado y molienda y de los costes de reformas e instalaciones de pretratamiento, con el objetivo de comprobar si ambos parámetros tienen una influencia importante en los resultados finales.

#### 5.1.6.1. Análisis de sensibilidad de consumo en el astillado y molienda

Para comprobar la influencia que tiene en los resultados el consumo en el astillado y la molienda planteado para la co-combustión con quemadores específicos de biomasa (recordando, un consumo un 25 % menor que con quemadores mixtos), se va a plantear un consumo mayor, estableciendo la reducción respecto a los quemadores mixtos en un 12,5 % (la mitad de lo planteado inicialmente).

Como puede verse (Figura 20), comparando con el caso de referencia (25%), la desviación es prácticamente nula, por lo que puede asegurarse que la variación de este consumo no producirá apenas cambios en los resultados obtenidos.

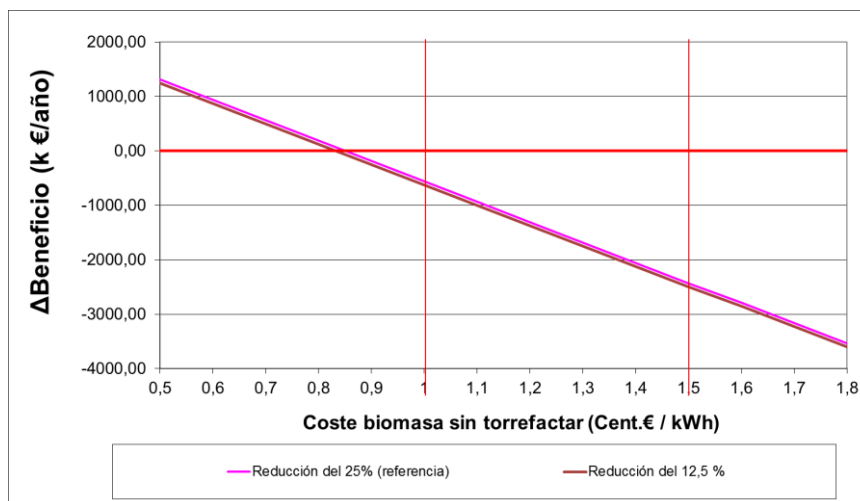


Figura 20. Variación del incremento del beneficio para quemadores específicos de biomasa en función de los costes de molienda

#### 5.1.6.2. Análisis de sensibilidad de reformas e instalaciones de pretratamiento

Para determinar si los costes derivados de las reformas e instalaciones de pretratamiento tienen un peso importante en la rentabilidad o no, se aumentarán y disminuirán dichos costes en la co-combustión con quemadores mixtos en un 10%.

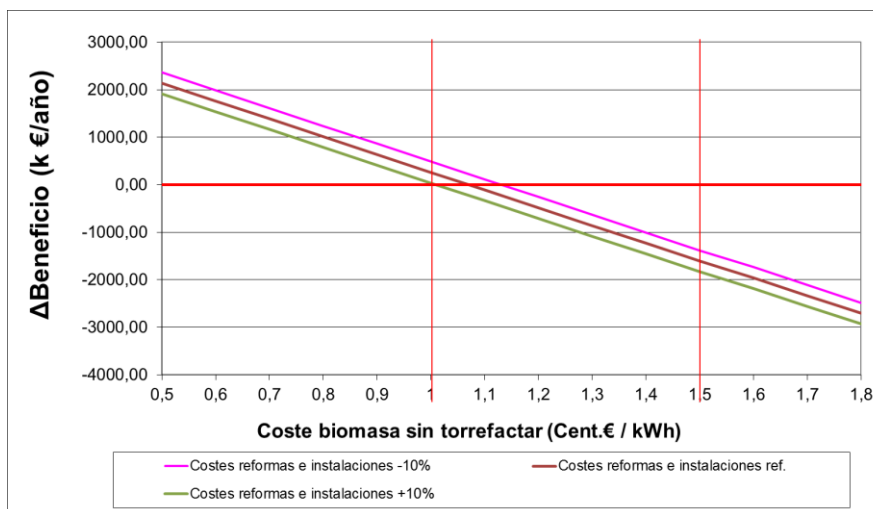


Figura 21. Beneficio en función de los costes de instalaciones

Comparando el aumento y disminución de los costes con la situación de referencia (Figura 21) puede observarse que la rentabilidad varía poco. Esto es también aplicable a la co-combustión con quemadores específicos, pues la tendencia será similar. Por lo tanto, se pueden mantener los costes planteados, ya que no supondrá un cambio importante en los cálculos realizados.

## 5.2. ANÁLISIS ENERGÉTICO Y MEDIOAMBIENTAL (EMISIONES DE CO<sub>2</sub>)

Tras el análisis económico, en este apartado el objetivo es realizar un primer análisis energético y medioambiental de las tres tecnologías estudiadas, con objeto de determinar las emisiones de CO<sub>2</sub> específicas de cada una y compararlas con las emisiones de la central actualmente quemando solo carbón. Hay que destacar que, en todo el estudio, no se va a tener en cuenta balances ni emisiones producidas por el transporte del combustible, extracción etc.

### 5.2.1. SITUACIÓN INICIAL: COMBUSTIÓN ÚNICAMENTE CON CARBÓN.

Para poder realizar la comparación con la co-combustión, inicialmente se han calculado las emisiones específicas actuales de la central. En este caso, el esquema de estudio de la central es el mostrado en la *Figura 22*, donde  $E_C$  es la energía térmica procedente del carbón,  $W_B$  es la energía eléctrica bruta,  $W_{AUX}$  es la energía eléctrica consumida por los auxiliares y  $W_N$  es la energía eléctrica neta.

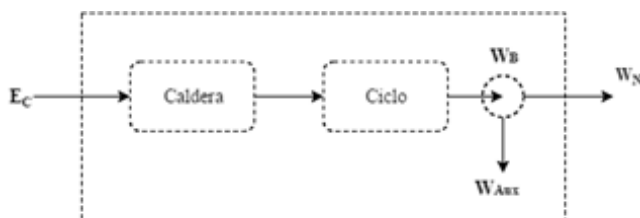


Figura 22. Diagrama energético de la central

Los datos de los que se dispone, extraídos de la prueba de rendimiento real nombrada en el *Capítulo 4* (excepto el rendimiento, que se ha tomado de los cálculos realizados en el mismo capítulo), son el rendimiento del ciclo, la energía eléctrica de los auxiliares, la energía bruta eléctrica (la potencia bruta por las 4000 horas equivalentes), el PCI del carbón y el porcentaje de carbono contenido en el carbón (Tabla 21).

Datos	
Rendimiento caldera (PCI)	89,04
Rendimiento ciclo	42,86
$W_{aux}$ (% sobre $W_{bruta}$ )	6,27
$W_{bruta}$ (TJ/año)	5111,28
PCI carbón (MJ/kg) (b.h)	15,42
% C carbón (base húmeda)	41,30

Tabla 21. Datos iniciales CTT

Como dato a tener en cuenta, la energía bruta utilizada en este apartado difiere de la utilizada en el *Capítulo 4*, ya que en aquel la potencia usada era la máxima teórica del grupo tres, mientras que, en éste, se ha escogido la que se alcanzó en la prueba de rendimiento, que es 354,95 MWe, con el objetivo de que el resto de parámetros que dependen de ella, como la potencia de auxiliares que están en base a este dato, sean coherentes.



Con estos valores se ha calculado el rendimiento neto (*ecuación 14*), para, posteriormente con la *ecuación 15*, obtener la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida (en t<sub>CO2</sub>/TJe).

$$\eta_N = \eta_{cald} \cdot \eta_c \cdot \left(1 - \frac{W_{Aux}(\%)}{100}\right) \quad (14)$$

$$CO_2 = \frac{m_c}{W_N} \cdot \%C \cdot \frac{44,01}{12,01} = \frac{\%C \cdot 10}{\eta_N \cdot PCI_{carbón}} \cdot \frac{44,01}{12,01} \quad (15)$$

El rendimiento neto resultante es **35,77%**, mientras que la cantidad de CO<sub>2</sub> específico, **274,38 t<sub>CO2</sub>/TJe**.

### 5.2.2. CO-COMBUSTIÓN CON BIOMASA SIN TORREFACTAR

En este caso, al llevar a cabo la co-combustión hay que tener en cuenta, como se ha visto en el *Capítulo 4*, la modificación tanto del rendimiento en la caldera como la de la energía necesaria para accionar los auxiliares, esto último debido al mayor caudal de aire y gases y el mayor consumo producido por los molinos de biomasa. El rendimiento del ciclo, así como la energía bruta, se conservan (*Figura 23*). Aparece un nuevo término,  $E_B$ , que es la energía térmica aportada por la biomasa.

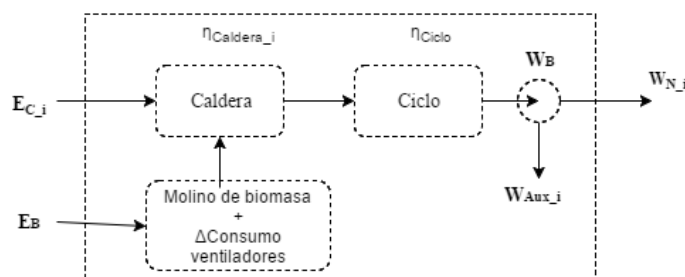


Figura 23. Diagrama energético de la co-combustión con biomasa sin torrefactor

Estos nuevos datos, indicados en la *Tabla 22*, se han obtenido de los resultados de los apartados 4.3.2.2 y 4.3.2.3 (*Capítulo 4*). En la co-combustión con biomasa sin tratar, hay dos posibilidades: con quemadores mixtos (todo lo correspondiente a ésta se designará con el subíndice 2) o quemadores específicos de biomasa (subíndice 3). El nuevo rendimiento es común para estas dos tecnologías, mientras que el consumo de auxiliares es diferente para cada una de ellas.

Datos co-combustión biomasa sin torrefactor	
Rendimiento caldera (PCI)	88,43
Rendimiento ciclo	42,86
W <sub>aux quem. Mixtos</sub> (% sobre W <sub>bruta</sub> )	7,30
W <sub>aux quem. específicos</sub> (% sobre W <sub>bruta</sub> )	7,19
PCI biomasa (MJ/kg) (b.h)	14,80

Tabla 22. Datos co-combustión con biomasa sin tratar

Inicialmente, se calcula el nuevo rendimiento neto de las dos tecnologías ( $\eta_{N,2}$  y  $\eta_{N,3}$ ), utilizando para ello la *ecuación 14* (del apartado anterior). Seguidamente, se calcula la energía neta de cada una de las dos tecnologías ( $E_{N,2}$  y  $E_{N,3}$ ) mediante la *ecuación 16*:

$$W_{N_i} = W_B \cdot \left(1 - \frac{W_{Aux_i}(\%)}{100}\right) \quad (16)$$

Una vez obtenida, habrá que calcular la energía procedente del carbón ( $E_{C_2} = E_{C_3}$ ) y de la biomasa ( $E_{B_2} = E_{B_3}$ ), que será la misma en ambos casos (ya que el rendimiento bruto es común para los dos), resolviendo el sistema formado por las ecuaciones 17 y 18. En ésta última, el 0,1 hace referencia al 10% de sustitución en energía de la biomasa.

$$\eta_{N_i} = \frac{W_{N_i}}{(E_{C_i} + E_{B_i})} \quad (17)$$

$$\frac{E_{B_i}}{(E_{C_i} + E_{B_i})} = 0,1 \quad (18)$$

Por último, aplicando la ecuación 19, se obtendrán las emisiones de CO<sub>2</sub> específicas con quemadores mixtos y específicos. Los resultados se muestran en la Tabla 23.

$$CO_2 = \frac{m_{c_i}}{W_{N_i}} \cdot \frac{\%C}{100} \cdot \frac{44,01}{12,01} = \frac{E_{C_i} \cdot \%C \cdot 10}{W_{N_i} \cdot PCI_{Carbón}} \cdot \frac{44,01}{12,01} \quad (19)$$

	Quem. mixtos	Quem. especif.
$\eta_N$ (PCI)	35,13	35,18
$W_{neta}$ (TJ/año)	4738,16	4743,78
$E_{biomasa}$ (TJ/año)	1348,58	1348,58
$E_C$ (TJ/año)	12137,25	12137,25
CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /TJ)	251,41	251,11

Tabla 23. Resultados co-combustión con biomasa sin torrefactar

En ambos casos la cantidad de dióxido de carbono específico emitido se reduce en aproximadamente 23 tonCO<sub>2</sub>/TJe respecto a la situación inicial, siendo algo mayor la reducción con quemadores específicos, en los que puede verse que el rendimiento también es mayor que con quemadores mixtos, debido al menor pretratamiento que exigen. Cabe destacar que, en principio, podría parecer que, puesto que se lleva a cabo una sustitución del carbón de un 10% en energía, la reducción en emisiones debería ser proporcional (27 tonCO<sub>2</sub>/TJe aproximadamente), pero la disminución en el rendimiento de caldera unido al aumento del consumo de auxiliares, hace que sea necesario consumir algo más del 90% de energía procedente del carbón para obtener la misma energía eléctrica bruta, por lo que las emisiones se reducen algo menos de lo esperado.

Esto mismo da lugar a que la reducción en las emisiones específicas sea algo mayor en el caso de los quemadores específicos que en los mixtos, dado que el consumo de auxiliares (principalmente por un menor consumo de astillado, al poder ser utilizado un tamaño de partícula mayor que en el caso de los quemadores mixtos) es menor, por lo que la cantidad de energía necesaria a introducir por unidad eléctrica producida, se reduce.

### 5.2.3. CO-COMBUSTIÓN CON BIOMASA TORREFACTADA

En el siguiente apartado, se analiza el último caso, el de la co-combustión mezclando la biomasa torrefactada con el carbón en el parque de combustibles de la central. En este caso, como ya se ha comentado varias veces en los *Capítulos 2 y 4*, hay que tener en cuenta la pérdida de masa y energía producto de la torrefacción, reflejada en el rendimiento energético total. Así, el término  $E_B$ , relativo a la energía de la biomasa introducida, se sustituye por  $E_T$ , que hace referencia a la energía procedente de la biomasa torrefactada. Además, a diferencia de lo planteado en el resto del estudio, con objeto de poder tener en cuenta los consumos eléctricos derivados de la torrefacción, se supondrá que ésta se realiza en la propia central, siendo por tanto un consumo auxiliar más (*Figura 24*).

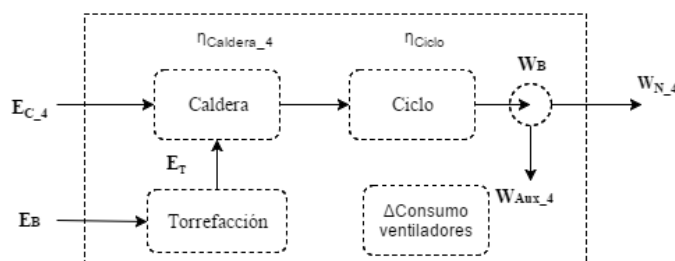


Figura 24. Diagrama energético de la co-combustión con biomasa torrefactada

Para establecer el valor de este consumo eléctrico, se ha llevado a cabo una consulta bibliográfica, encontrando que pocos estudios sobre el proceso torrefacción abordan el consumo eléctrico necesario para éste. La mejor referencia encontrada, ya empleada anteriormente, establece tres posibles valores para tres sistemas de torrefacción diferentes [11]. Se va a tomar el consumo intermedio de los tres, que es de 130,91 kJ/kg biomasa (sin tratar). Junto a este, se encuentran el resto de parámetros, extraídos del *Capítulo 4* (*Tabla 24*).

Datos co-combustión biomasas torrefactada	
Rendimiento caldera (PCI)	89,06
Rendimiento ciclo	42,86
$W_{aux}$ (% sobre $W_{bruta}$ )	6,31
PCI biomasa torrefactada (MJ/kg) (b.h)	16,48
Rendimiento energético total	84,31
$C_{torref.}$ (kJ/kg biomasa)	130,91

Tabla 24. Datos co-combustión con biomasa torrefactada

El procedimiento de cálculo es algo diferente al caso anterior. En primer lugar, se calcula el rendimiento bruto (*ecuación 20*). Una vez obtenido, puesto que la energía bruta es dato (5111,28 TJe), resolviendo el sistema formado por las *ecuaciones 21 y 22*, se obtienen las energías procedentes del carbón ( $E_{C_4}$ ) y de la biomasa torrefactada ( $E_T$ ), y con esta, la energía de biomasa introducida ( $E_B$ ).

$$\eta_N = \eta_{Cald_4} \cdot \eta_C \quad (20)$$

$$\eta_{B-4} = \frac{W_B}{(E_{C-4} + E_T)} \quad (21)$$

$$\frac{E_T}{(E_{C-4} + E_T)} = 0,1 \quad (22)$$

Con  $E_B$  y el PCI de la biomasa torrefactada, se determina la cantidad de biomasa sin tratar utilizada (en t/año), y con la *ecuación 23*, el consumo eléctrico de la torrefacción en porcentaje sobre la energía bruta:

$$W_{Torref.} = \frac{m_{biomasa} \cdot 1000 \cdot C_{Torref}}{W_B \cdot 10^9} \cdot 100 \quad (23)$$

Sumando este consumo al consumo de auxiliares dado como dato (que ya incluye el ligero incremento de consumo de energía en los ventiladores producido por el mayor caudal de aire y gases), se establece el consumo de auxiliares total. Aplicando las *ecuaciones 14 y 16* de los apartados anteriores, se obtienen el rendimiento y energía eléctrica respectivamente.

Finalmente, mediante la *ecuación 19* del apartado anterior, se determina la cantidad de emisiones específicas. Todos los resultados se encuentran en la *Tabla 25*.

	Biomasa torref.
$\eta_{B-4}$ (PCI)	38,17
$E_{biomasa}$ (TJ/año)	1588,24
$m_{biomasa}$ (t/año)	96373,70
$W_{torref.}$ (% sobre $W_B$ )	0,25
$W_{aux Total}$ (% sobre $W_B$ )	6,56
$\eta_N$ (PCI)	35,44
$W_{neta}$ (TJ/año)	4745,57
$E_C$ (TJ/año)	12051,40
$CO_2$ (t <sub>CO2</sub> /TJ)	247,65

Tabla 25. Resultados co-combustión con biomasa torrefactada

Con este sistema de co-combustión directa, a pesar de tener el consumo eléctrico procedente de la torrefacción, el consumo de auxiliares total es menor que con las otras dos tecnologías, ya que por su similitud con el carbón no genera prácticamente otros aumentos de consumo. Debido a esto, y al algo mayor rendimiento de caldera respecto a la combustión de solo carbón, el rendimiento neto resultante mejora respecto a las otras dos tecnologías de co-combustión, por lo que las emisiones específicas son las menores de todas las comentadas, siendo la diferencia respecto al carbón de casi 27 ton/TJe.

## 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

### 6.1. RESUMEN

El objetivo de este trabajo ha sido analizar la posible implantación de un sistema de co-combustión en la central térmica Teruel (Andorra). Tras comentar las diversas opciones de co-combustión más extendidas, se han elegido tres de ellas para su posterior análisis:

- Co-combustión directa con quemadores específicos de biomasa
- Co-combustión directa con quemadores mixtos
- Co-combustión directa con biomasa torrefactada mezclada con el carbón en el parque de combustibles.

Para las tres opciones, tras la evaluación de recursos, se ha optado por establecer un porcentaje de sustitución con biomasa del 10% de la energía aportada por carbón. Con esta mezcla, para las tres tecnologías, se ha realizado un análisis técnico sobre cambios en la operación de la central. Para las dos tecnologías con biomasa sin torrefactar se ha elegido un escenario desfavorable respecto al funcionamiento a plena carga con carbón, mientras que, con la biomasa torrefactada, se ha planteado un escenario en el que los parámetros no variaban respecto a la combustión únicamente de carbón.

Con los resultados obtenidos, se ha llevado a cabo un análisis económico y uno energético y medioambiental, con el fin de determinar la variación de los beneficios económicos y de las emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes de aplicar la co-combustión.

En todos los casos, además, se ha verificado que la mezcla del 10% seleccionada cumplía tanto con la disponibilidad como con los índices de ensuciamiento.

### 6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras analizar las tecnologías de co-combustión con biomasa convencional (co-combustión directa con quemadores específicos de biomasa y quemadores mixtos) por un lado y la co-combustión con biomasa torrefactada por otro, a continuación, se muestran y comparan los resultados de manera conjunta (*Tabla 26*).

- **Parámetros de operación:** Debido a la similitud con el carbón de la biomasa torrefactada, los parámetros de operación en co-combustión utilizándola no varían apenas respecto a la situación de referencia con solo carbón, mientras que con biomasa convencional sí lo hacen. Se ha supuesto que las dos tecnologías de co-combustión directa con biomasa sin torrefactar producen las mismas variaciones en operación, ya que con los datos teóricos disponibles no se podía llevar a cabo ninguna otra aproximación.

Esta variación en los parámetros de operación da lugar a una caída del rendimiento de 0,6 puntos en co-combustión con quemadores mixtos y específicos (biomasa sin tratar), mientras que para la co-combustión con biomasa torrefactada, se produce un ligero aumento de 0,02 puntos.

En cuanto al aumento del consumo de auxiliares, éste es mucho mayor en la co-combustión con biomasa sin tratar que con biomasa torrefactada, debido al mayor

consumo de los ventiladores, producto de un mayor aumento de los caudales de aire (casi del 8%) y gases (6%) y a la instalación de nuevos molinos de biomasa, cuyo consumo de astillado (375 kJ/kg con quemadores específicos y 500 kJ/kg con quemadores mixtos) se suma al ya existente de los molinos de carbón, mientras que la biomasa torrefactada únicamente tiene un aumento en el caudal de aire y gases aproximadamente del 2%. Recuérdese que el caudal de aire aumenta con la biomasa sin tratar principalmente debido al mayor exceso de aire (que se produce por un mayor tamaño de partícula), mientras que en la biomasa torrefactada aumenta únicamente por la composición de ésta.

Parámetro	Biomasa convencional		Biomasa torrefactada
	Quem. Especif	Quem. Mixtos	
Tamaño de partícula (mm)	5-30	1-8	0,075
$\Delta R_{end}$ (PCI) (t.p.u)	-0,61	-0,61	0,02
$\Delta V_g$ (m <sup>3</sup> /GJ) (%)	7,88	7,88	2,04
$\Delta V_a$ (m <sup>3</sup> /GJ) (%)	6,1	6,1	1,87
$\Delta P_{desulf}$ (%)	-10,77	-10,77	-9,960
Consumo astillado/molienda (kJ/kg)	375	500	0
Coste especif. Reformas (€/kW)	350	127	0
Coste especif. Inst. pretrat. (€/kW)	300	400	0
Coste OyM específico (c€/kWh)	0,8	0,47	0

Tabla 26. Resumen de resultados

- **Costes específicos:** Las reformas asociadas a la co-combustión con biomasa convencional, así como el aumento en el coste de OyM por estas reformas y nuevas instalaciones, produce unos gastos adicionales que no se dan con biomasa torrefactada.

Entre las dos tecnologías de co-combustión directa, en la de quemadores específicos de biomasa, los costes específicos de reformas son mucho mayores, puesto que se requiere la compra e instalación de estos quemadores. Por contra, el coste específico de pretratamiento es mayor con quemadores mixtos, puesto que, al utilizar conductos vacíos de los quemadores de carbón, conseguir una adecuada combustión es más conflictivo, ya que no está preparado para biomasa, por lo que se requiere una mayor reducción en el tamaño de partícula a introducir en la caldera.

En cuanto al coste de operación y mantenimiento es mayor con quemadores específicos de biomasa, producto del mayor coste fijo derivado del mantenimiento, reparación etc. de los quemadores.

Finalmente, aunque el uso de biomasa torrefactada no conlleva costes por instalaciones o equipos, ni OyM, está fuertemente determinada por el coste del combustible, es decir, la propia biomasa torrefactada, la cual es bastante más cara que la biomasa sin tratar.

- **Resultados económicos:** Con los datos planteados en este estudio y para el caso particular de la CTT, las mejores tecnologías de co-combustión directa con posibilidad de ser viables en el plano económico (siempre con primas, en el caso estudiado de 2 c€/kWh) son las realizadas con quemadores mixtos y con biomasa torrefactada, puesto que la opción con quemadores específicos de biomasa produce un incremento del beneficio respecto al uso del carbón muy bajo y a precios de biomasa actualmente imposibles de encontrar (0,5-0,6 c€/kWh).

Para estas dos tecnologías, por encima de un coste dos veces mayor de la biomasa torrefactada respecto a la biomasa sin tratar, la co-combustión con quemadores mixtos se presenta como la mejor alternativa, mientras que, con un coste por debajo de dos veces el coste de la biomasa sin tratar, la biomasa torrefactada, como se ha comentado en el *Capítulo 6*, es la más rentable, aumentando rápidamente esta rentabilidad con una relativamente baja reducción del precio. Aun así, ambas tecnologías están condiciones por el coste de la biomasa convencional.

En principio, con el precio habitual de la biomasa procedente de podas o cañote y zuro de maíz (1-1,5 c€/kWh), y más teniendo en cuenta que se va a obtener en un radio de 100 km, ninguna sería rentable (exceptuando la co-combustión con biomasa torrefactada en casos en los que la diferencia de precio entre ésta y la biomasa convencional fuera baja). Pero, por otro lado, según varios estudios realizados en España e Italia [37] [38], es posible obtener y procesar para biomasa la poda de viñedos y olivos con precios situados entre los 0,7-1 c€/kWh, caso en el que sí que serían viables, cada una con su correspondiente beneficio como se acaba de comentar.

- **Resultados de emisiones:** Como se ha visto en el último apartado del *Capítulo 5*, la co-combustión directa que mayor reducción de emisiones por unidad eléctrica producida (respecto al carbón) provoca es la que utiliza biomasa torrefactada mezclada con el carbón en el parque de combustibles, debido a su mayor rendimiento en caldera y, sobre todo, al bajo incremento en el consumo de auxiliares en comparación con las otras dos tecnologías, aun teniendo en cuenta el consumo eléctrico de la torrefacción. Por tanto, aunque económicamente el coste de la biomasa torrefactada es una desventaja, medioambientalmente sus bajas emisiones la convierten en una potencial ventaja.

### 6.3.CONCLUSIONES

Con las tres posibilidades de co-combustión estudiadas, puede extraerse que, aunque técnica y medioambientalmente sería factible y beneficioso llevarlas a cabo, económicamente los resultados obtenidos son bastante restrictivos.

Para que la co-combustión con quemadores mixtos y con biomasa torrefactada mezclada en el parque de carbones tuvieran posibilidad de ser viables, serían necesarias primas a la producción eléctrica con esta tecnología, lo cual actualmente no es posible tras el Real Decreto 413/2014 [39].

No obstante, como se ha demostrado en el *Apartado 5.2*, las ventajas medioambientales de la co-combustión con biomasa torrefactada son importantes, por lo que la investigación y





desarrollo de la torrefacción podría ser un campo interesante, con objeto de reducir sus costes acercándolos a los de la biomasa sin tratar (en c€/kWh), lo que podría hacer esta tecnología atractiva incluso con bajas primas.

Por tanto, se puede concluir que la aplicación de la tecnología de co-combustión a la central térmica Teruel tiene potencial de cara al futuro (precios cada vez más competitivos en la biomasa torrefactada y/o primas) pero que actualmente no es económicamente viable.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Royo, “Apuntes de la asignatura de Sistemas Térmicos de Generación.” .
- [2] U.P.T Teruel, “Declaracion Medioambiental UPT Teruel.” 2014.
- [3] W. H. Chen, J. Peng, and X. T. Bi, “A state-of-the-art review of biomass torrefaction, densification and applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, no. APRIL 2015, pp. 847–866, 2015.
- [4] E. A. Valter Francescato and L. Zuccoli Bergomi, “Manual de combustibles de madera,” *AVEBIOM*, 2008.
- [5] G. Lu, Y. Yan, S. Cornwell, M. Whitehouse, and G. Riley, “Impact of co-firing coal and biomass on flame characteristics and stability,” *Fuel*, vol. 87, no. 7, pp. 1133–1140, 2008.
- [6] L. W. YANG Xue-min, “Emissions of SO<sub>2</sub>, NO and N<sub>2</sub>O in a circulating fluidized bed combustor during co-firing coal and biomass,” vol. 19, no. April, pp. 490–494, 2010.
- [7] M. Carvajal, “Absorción De Co 2 Por Los,” *Colomb. For.*, 2010.
- [8] M. Sami, K. Annamalai, and M. Wooldridge, “Co-firing of coal and biomass fuel blends,” *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 27, no. 2, pp. 171–214, 2001.
- [9] E. Agbor, X. Zhang, and A. Kumar, “A review of biomass co-firing in North America,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 930–943, 2014.
- [10] M. J. C. van der Stelt, H. Gerhauser, J. H. A. Kiel, and K. J. Ptasinski, “Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, no. 9, pp. 3748–3762, 2011.
- [11] P. C. a Bergman, a R. Boersma, R. W. R. Zwart, and J. H. a Kiel, “Torrefaction for biomass co-firing in existing coal-fired power stations,” *Energy Res. Cent. Netherlands ECN ECNC05013*, no. July, p. 71, 2005.
- [12] F. S. Syu and P. T. Chiueh, “Process simulation of rice straw torrefaction,” *Sustain. Environ. Res.*, vol. 22, no. 3, pp. 177–183, 2012.
- [13] T. G. Bridgeman, J. M. Jones, I. Shield, and P. T. Williams, “Torrefaction of reed canary grass, wheat straw and willow to enhance solid fuel qualities and combustion properties,” *Fuel*, vol. 87, no. 6, pp. 844–856, 2008.
- [14] M. J. Prins, K. J. Ptasinski, and F. J. J. G. Janssen, “Torrefaction of wood. Part 2. Analysis of products,” *J. Anal. Appl. Pyrolysis*, vol. 77, no. 1, pp. 35–40, 2006.
- [15] Y. Mei, Q. Che, Q. Yang, C. Draper, H. Yang, S. Zhang, and H. Chen, “Torrefaction of different parts from a corn stalk and its effect on the characterization of products,” *Ind. Crops Prod.*, vol. 92, pp. 26–33, 2016.
- [16] D. Medic, M. Darr, A. Shah, B. Potter, and J. Zimmerman, “Effects of torrefaction process parameters on biomass feedstock upgrading,” *Fuel*, vol. 91, no. 1, pp. 147–154, 2012.
- [17] J. Wannapeera, B. Fungtammasan, and N. Worasuwanarak, “Effects of temperature and holding time during torrefaction on the pyrolysis behaviors of woody biomass,” *J. Anal. Appl. Pyrolysis*, vol. 92, no. 1, pp. 99–105, 2011.

- [18] J. J. Chew and V. Doshi, "Recent advances in biomass pretreatment - Torrefaction fundamentals and technology," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 4212–4222, 2011.
- [19] P. Bergman, A. Boersma, J. Kiel, M. J. Prins, K. Ptasiński, and F. J. Janssen, "Torrefaction for entrained-flow gasification of biomass," *2nd World Conf. Technol. Exhib. Biomass Energy, Ind. Clim. Prot.*, vol. a, pp. 78–82, 2005.
- [20] BIORAISE [Online]. Available: <http://bioraise.ciemat.es/Bioraise/main.aspx>. [Accessed: 20-May-2016].
- [21] Phyllis [Online]. Available: <https://www.ecn.nl/phyllis2/>. [Accessed: 30-Jun-2016].
- [22] L. M. R. Fau, "La producción cerealista en Aragón.-," *Estadísticas Agrar. Gob. Aragón*, no. 1, pp. 1–10.
- [23] Ministerio de Agricultura y Medio Ambiente, "Mantenimiento y toma de datos de la red europea de seguimiento a gran escala de los bosques en España (Red de nivel I)." 2013.
- [24] G. Y. D. R. Secretaría General de Agricultura, "Potencial energético de la biomasa residual agrícola y ganadera en Andalucía.," *Junta Andalucía. Cons. Agric. y Pesca.*, p. 101, 2008.
- [25] E. Hughes, "Biomass cofiring: Economics, policy and opportunities," *Biomass and Bioenergy*, vol. 19, no. 6, pp. 457–465, 2000.
- [26] I. Gonzalez-Barragán, "Uso de cenizas procedentes de calderas de biomasa como insumo orgánico en los suelos agrícolas.," *Agric. Rev. Agropecu.*, vol. 904, pp. 168–172, 2008.
- [27] AEN/CTN 164 - BIOCOMBUSTIBLES SÓLIDOS, "UNE-EN 15290:2011- Biocombustibles sólidos. Determinación de elementos mayoritarios. Al, Ca, Fe, Mg, P, K, Si, Na y Ti." 2011.
- [28] Z. Tan and A. Lagerkvist, "Phosphorus recovery from the biomass ash: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 3588–3602, 2011.
- [29] R. Van Ree, R. Korbee, R. Meijer, T. Konings, F. Van Aart, and H. J. Veringa, "Operational experiences of (in)direct co- combustion in coal and gas fired power plants in europe," *Energy*, no. February, pp. 1–23, 2001.
- [30] P. Basu, J. Butler, and M. A. Leon, "Biomass co-firing options on the emission reduction and electricity generation costs in coal-fired power plants," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 282–288, 2011.
- [31] A. Maciejewska, H. Veringa, J. Sanders, and S. D. Peteves, *CO-FIRING OF BIOMASS WITH COAL: CONSTRAINTS AND ROLE OF BIOMASS PRE-TREATMENT*. 2006.
- [32] I. Working, "Renewable energy technologies: cost analysis series," *Int. Renew. Energy Agency Copyr. IRENA 2012*, no. June, p. 274, 2012.
- [33] A. Cuellar, "Plant Power : The Cost of Using Biomass for Power Generation and Potential for Decreased Greenhouse Gas Emissions," p. 94, 2012.
- [34] D. Econ, "Proyecto CARBIOTOR," pp. 1–6.
- [35] Ministerio de Agricultura y Medio Ambiente, "¿ Qué es el comercio de derechos de emisión?" [Online]. Available: <http://www.magrama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision/>

- emision/. [Accessed: 25-Jul-2016].
- [36] SENDECO2, “SENDECO2.” [Online]. Available: <http://www.sendeco2.com/es/precios-co2>. [Accessed: 16-Aug-2016].
- [37] R. Spinelli, N. Magagnotti, and C. Nati, “Harvesting vineyard pruning residues for energy use,” *Biosyst. Eng.*, vol. 105, no. 3, pp. 316–322, 2010.
- [38] R. Spinelli and G. Picchi, “Industrial harvesting of olive tree pruning residue for energy biomass,” *Bioresour. Technol.*, vol. 101, no. 2, pp. 730–735, 2010.
- [39] Boletín Oficial del Estado (B.O.E.), “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos,” pp. 1–8, 2014.
- [40] G. J. Wang, Y. H. Luo, J. Deng, J. H. Kuang, and Y. L. Zhang, “Pretreatment of biomass by torrefaction,” *Chinese Sci. Bull.*, vol. 56, no. 14, pp. 1442–1448, 2011.
- [41] J. S. Tumuluru, S. Sokhansanj, J. R. Hess, C. T. Wright, and R. D. Boardman, “A review on biomass torrefaction process and product properties for energy applications,” *Ind. Biotechnol.*, vol. 7, no. 5, pp. 384–401, 2011.
- [42] K. Wieck-Hansen, P. Overgaard, and O. H. Larsen, “Cofiring coal and straw in a 150 MWe power boiler experiences,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 19, no. 6, pp. 395–409, 2000.
- [43] J. J. Battista, E. E. Hughes, and D. A. Tillman, “Biomass co-firing at Seward Station,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 19, pp. 419–427, 2000.
- [44] R. van Ree, R. Korbee, T. de Lange, J. Prijs, and H. J. Veringa, “Biomass cofiring potential and experiences in the Netherlands,” *Rep. ECN BM ECN-RX—00-035*, no. November, pp. 1–18, 2000.
- [45] F. J. Royo, “Opciones co-combustión con carbón pulverizado.” 2014.





**Universidad**  
Zaragoza

# Trabajo Fin de Grado

## ANEXO A. TORREFACCIÓN

Autor

Jesús Gracia Esteban

Director

Francisco Javier Royo Herrero

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA)

Universidad de Zaragoza

2016





## A.1. BALANCE DE ENERGÍA DEL PROCESO DE TORREFACCIÓN

A continuación, se enumeran los distintos consumos energéticos implicados en el proceso de torrefacción [12]:

- **Energía específica de secado:** Es la energía necesaria para secar 1 kg de biomasa húmeda, y se expresa en MJ/kg.:

$$E_{Esp.Secado} = \frac{\left(\frac{M_{húmeda}}{100}\right) \cdot [C_{p,w} \cdot (T_s - T_i) + L_{k,w}] + \left(\frac{BS_{húmeda}}{100}\right) \cdot C_{p,b} \cdot (373 - T_i)}{e_{secadero}} \quad (A. 1)$$

Donde:

- $M_{húmeda}$  (% masa base húmeda) es la humedad contenida en la biomasa.
  - $BS_{húmeda}$  (% masa base húmeda) es el porcentaje de masa seca.
  - $C_{p,w}$  es el calor específico del agua (0,0042 MJ/kg K) y  $L_{k,w}$  es el calor latente de vaporización del agua (2,257 MJ/kg) y
  - $C_{p,b}$  es el calor específico de la biomasa.
  - $T_s$  hace referencia a la temperatura de secado.
  - $T_i$  es la temperatura inicial de la biomasa.
  - $e_{secadero}$  se refiere a la eficiencia del secadero, la cual se va a suponer en 0,85.
- **Energía específica de torrefacción:** Es la energía necesaria para llevar a cabo el proceso de torrefacción con 1 kg de biomasa secada (MJ/kg):

$$E_{Esp.Torrefacción} = \frac{C_{p,b} \cdot (T_r - 373) + E_{Esp.abs}}{e_{reactor}} \quad (A. 2)$$

Donde:

- $T_r$  es la temperatura a la que se lleva a cabo el proceso.
  - $E_{abs}$  es la energía absorbida por la reacción de torrefacción, estimada generalmente entre los 0,6 y 1 MJ/kg.
  - $e_{reactor}$  es la eficiencia del reactor, cuyo valor generalmente está en torno a 0,85.
- **Energía específica total (MJ/kg):** Para 1 kg de biomasa húmeda, será la suma de ambas energías, teniendo en cuenta que el segundo término es aplicable solo al porcentaje de biomasa seca presente:

$$E_{Esp.Total} = E_{Esp.Secado} + E_{Esp.Torrefacción} \cdot (BS_{húmeda}/100) \quad (A. 3)$$

- **PCI del gas (MJ/kg) generado durante el proceso de torrefacción [12]:** Expresado en función del PCI de la biomasa en base seca y sin cenizas,  $\eta_M$  y  $\eta_E$ :

$$PCI_{gas} = \frac{PCI_{biomasa(daf)} \cdot (1 - \eta_E)}{(1 - \eta_M)} \quad (A. 4)$$

- **Energía específica disponible (por kg de biomasa húmeda):** Es la energía procedente de la combustión del gas teniendo en cuenta las pérdidas en el intercambiador de calor:

$$E_{Esp.Disponible} = PCI_{gas} \left( \frac{BS_{húmeda} - Cenizas_{húmeda}}{100} \right) \cdot (1 - \eta_M) \cdot e_{cámara} \cdot (1 - Q_{pérdidas}) \quad (A. 5)$$

Donde:

- $Cenizas_{húmeda}$  es el contenido en cenizas de la biomasa húmeda.
  - $e_{cámara}$  es la eficiencia de la cámara de combustión (0,85)
  - $Q_{pérdidas}$  es el calor perdido en el intercambiador, que dependerá de la tipología del mismo, pero que puede suponerse en 0,005.
- **Rendimiento energético total:** Con la diferencia entre la energía específica que consume el proceso (Energía específica total) y la disponible, se obtiene la energía adicional requerida. Esta energía, como se expone en el *Capítulo 3 de la Memoria*, se generará mediante la combustión de la misma biomasa que se está utilizando para torrefactar, por lo que las pérdidas en el proceso aumentarán. Estas pérdidas quedan cuantificadas mediante este nuevo rendimiento energético, menor que el inicial:

$$\eta_{E\ Total} = \eta_M \cdot \frac{PCS_{torrefactada}}{PCS_{torrefactada} + \frac{E_{Esp.requerida} \cdot m_{biomasa}}{m_{post-secadero}}} \cdot 100 \quad (A. 6)$$

## A.2. PROPIEDADES GENERALES

### A.2.1. RATIO ATÓMICA O/C Y H/C

En línea con lo comentado en el *Capítulo 2*, se muestra otro ejemplo de diagrama de Van Krevlen para biomasa torrefactada, madera de haya sin tratar y carbón (*Figura A. 1*).

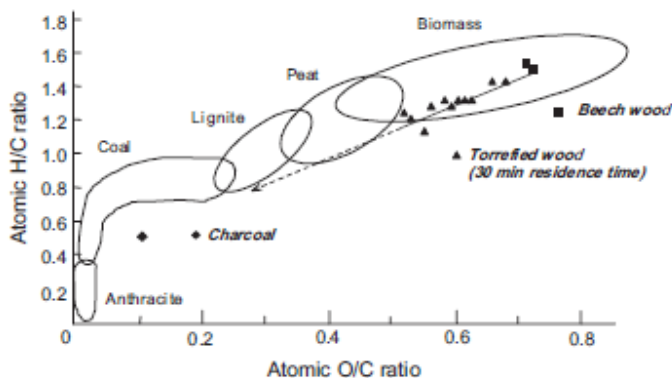


Figura A. 1. Diagrama Van Krevelen [6]

### A.2.2. DENSIFICACIÓN ENERGÉTICA

Como se ha indicado en el *Capítulo 2*, la densificación energética varía con la temperatura y tiempo de torrefacción. En el ejemplo de la *Figura A. 2*, se muestran diferentes biomásas (abedul, pellets de paja etc.) con diferentes tratamientos de torrefacción y su incremento en la densificación, en tanto por uno.

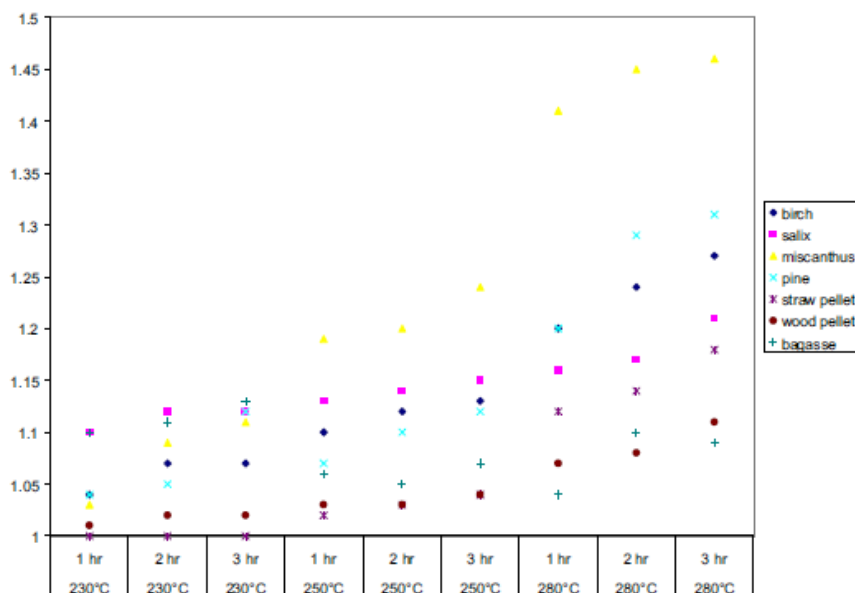


Figura A. 2. Variación de la densificación de energía en varias biomásas a varias temperaturas y tiempos. [16]

### A.2.3. PCS Y RENDIMIENTO MÁSSICO

Con los resultados encontrados de numerosas experiencias de torrefacción de biomasa (tanto leñosa como herbácea) se ha elaborado la gráfica mostrada en la *Figura A. 3*, que

permite obtener las ecuaciones A.7 y A.8, las cuales la variación del PCS en función del rendimiento másico, tanto para leñosa como herbácea.

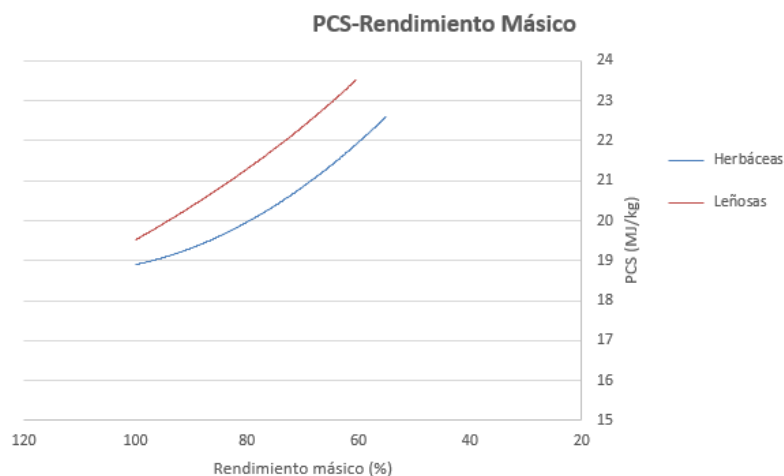


Figura A. 3. PCS en función del rendimiento másico [3]

$$PCS_{Herbáceas} = 0,0012 \cdot \eta_M^2 - 0,2644 \cdot \eta_M + 33,607 \quad (A. 7)$$

$$PCS_{Leñosas} = -7,962 \cdot \ln \eta_M + 56,185 \quad (A. 8)$$

Aplicando estas ecuaciones, podremos aproximar de manera bastante precisa el poder calorífico superior de nuestras biomásas en función de la pérdida de masa que haya tenido lugar. Cabe destacar que, debido a las diferentes propiedades de los diferentes tipos de biomásas, el resultado no será del todo exacto, pero si similar, puesto que la temperatura tiene un peso mucho mayor (que es la que influye principalmente en la pérdida de masa).

## A.3. PROPIEDADES FÍSICAS

### A.3.1. GRINDABILIDAD

A continuación, se muestran una serie de estudios consultados, con los que se ha podido determinar que la biomasa torrefactada tendrá unas propiedades similares al carbón.:

- **Estudio realizado sobre el consumo de energía para obtener biomasa molida con un tamaño de partícula medio de 0,2 mm:** Se realizó con madera de sauce, madera procedente de tala y madera de demolición, a las cuales se les sometió a diferentes temperaturas y tiempos de torrefacción. Para la comparación, se utilizó carbón bituminoso procedente de Australia.

Como puede observarse en las *Figura A. 4* y *A.5* obtenidas, para los tres tipos de biomasa estudiados, la torrefacción permite que el consumo de energía para molerlos sea similar al del carbón de referencia, llegando incluso a ser menor para valores mayores de temperatura y tiempo de torrefacción. Cabe destacar que la mejora respecto a la biomasa sin tratar alcanza reducciones de consumo de hasta el 80 y 90 % en aquella biomasa con mayores valores de humedad. En cuanto a la capacidad de trituración, ésta se incrementa hasta casi 10 veces respecto a la biomasa sin tratar y entre 3 y 6 veces respecto al carbón[11].

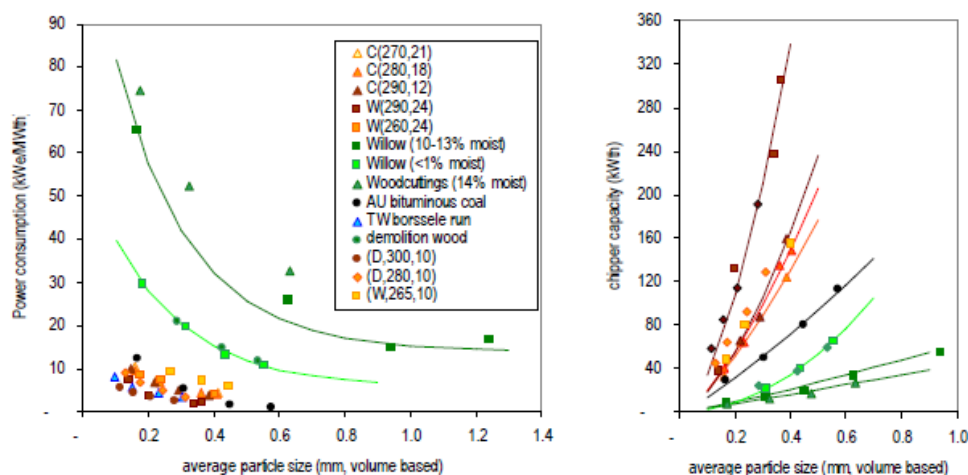


Figura A. 4. Consumo de energía (kWe/MWth) y capacidad de astillado (kWth) en función del tamaño de partícula(mm) de biomasa sin tratar y biomasa torrefactada [11].

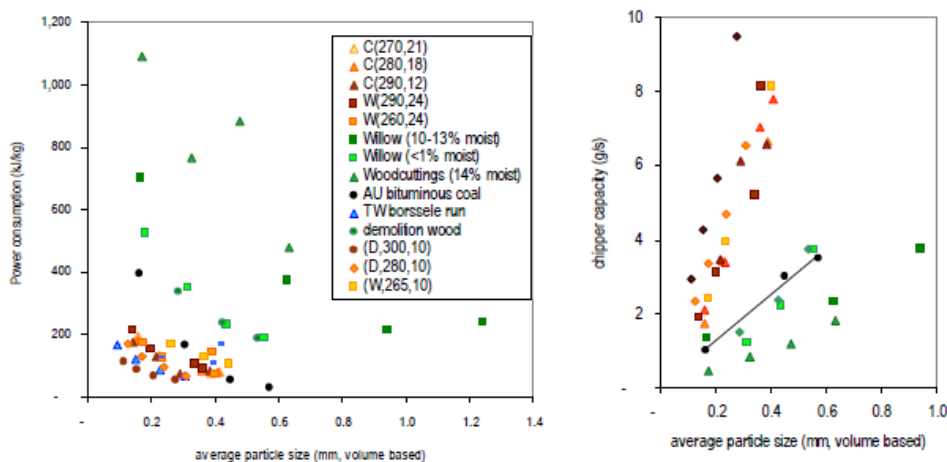


Figura A. 5. Consumo de energía (kJ/kg) y capacidad de astillado (g/s) en función del tamaño de partícula(mm) de biomasa sin tratar y biomasa torrefactada [2].

- **Estudio realizado en un reactor de pila con capacidad para 3-6 kg y un molino pesado:** Las biomásas analizadas para el estudio fueron madera procedente de sauce, haya y alerce (conífera)[19]. Los resultados de las pruebas fueron los indicados en la *Figura A. 6 y A 7*.

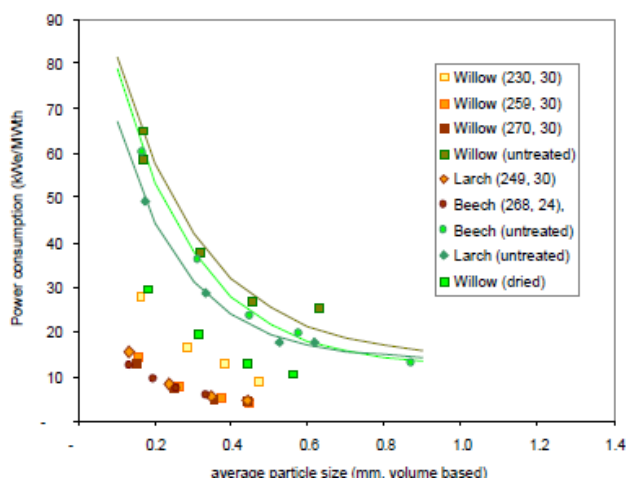


Figura A. 6. Relación entre el consumo de energía (kWe/MWth) y el tamaño de partícula (mm) para biomasa sin tratar y torrefactada. La humedad de la primera se encontraba entre 10-13%, mientras que, en la segunda, solo entre 1,2-6,6% [19].

En primer lugar, como puede verse en la gráfica, para que el efecto de la biomasa sea apreciable, la temperatura de torrefacción debe ser superior a los 250 °C, puesto que, si no, el resultado obtenido es similar a biomasa seca. Esto se debe principalmente a que, a temperaturas menores, los cambios debidos a la descomposición térmica no tienen lugar, existiendo solo cambios físicos como el secado, por lo que la reducción de energía conseguida solo es del 45 % aproximadamente.

Al igual que en el caso anterior, la reducción de energía es cercana al 90 % en el mejor de los casos. Cabe destacar que, a diferencia de las diferentes biomásas sin tratar, una vez torrefactadas, éstas comparten prácticamente la misma curva de potencia, lo que indica que este proceso da lugar a una homogeneización en cuanto a forma, estructura polimérica u otras características relevantes relacionadas con la grindabilidad, lo que genera una gran ventaja si se va a usar una amplia variedad de biomásas.

En cuanto a la capacidad de trituración del molino, se consigue hasta un máximo de 6,5 veces respecto a la biomasa sin torrefactar. Comparándolo con el estudio anterior, puede verse que, si se aumenta la temperatura de torrefacción, se conseguirían mejores resultados. Las curvas son muy similares al caso anterior [19].

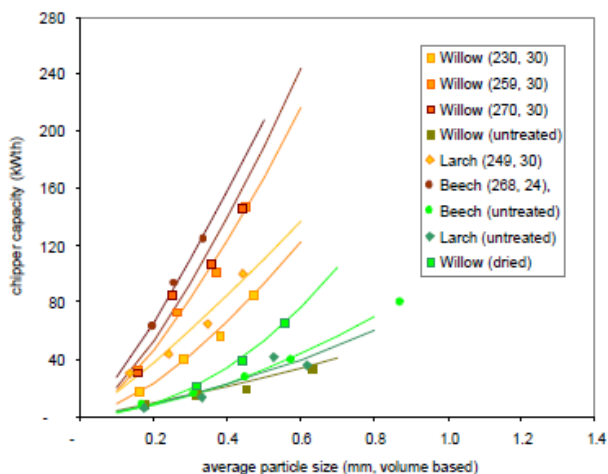


Figura A. 7. Relación entre la capacidad de molienda (kWe/MWth) y el tamaño de partícula (mm) para biomasa sin tratar y torrefactada. La humedad de la primera se encontraba entre 10-13%, mientras que, en la segunda, solo entre 1,2-6,6% [3].

- **Experiencia realizada con paja de trigo:** Para las mismas características de molienda, se consiguió un mayor porcentaje de partículas de menor tamaño (principalmente de 100-150 micras) en la paja torrefactada a 250 °C, es decir, la grindabilidad de la biomasa aumentó considerablemente [40] (Figura A. 9)

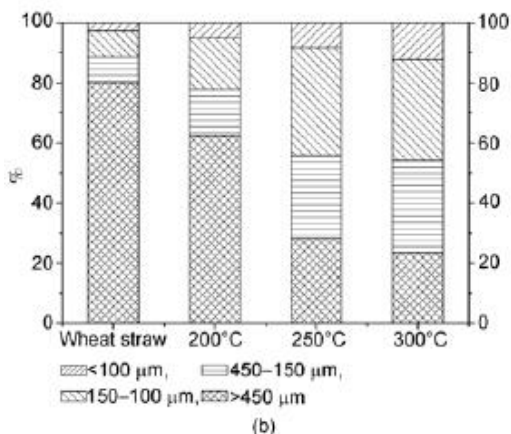


Figura A. 8. Variación de la grindabilidad en función de la torrefacción [40].

### A.3.2. HIDROFOBICIDAD

Sobre la hidrofobicidad, un ejemplo de estos estudios es el llevado a cabo por Bergman mediante el test de inmersión [41], en el que introdujo pellets torrefactados en agua durante 15 horas, obteniendo una reducción del 25 % en la absorción de agua respecto a la misma biomasa sin torrefactar (biomasa de control) como se muestra en la Figura A. 9.



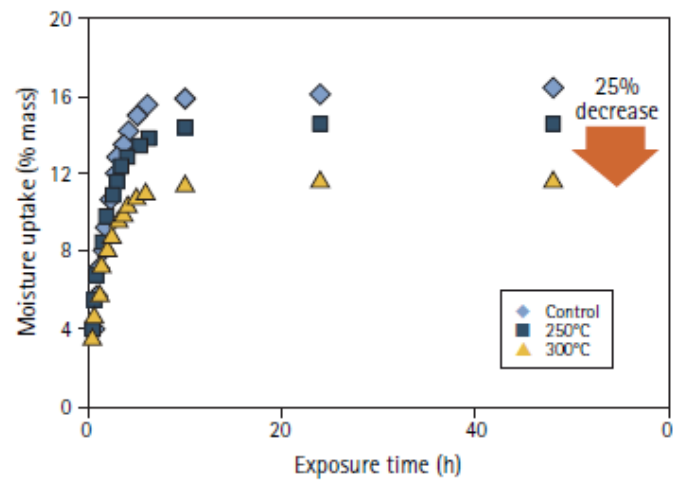


Figura A. 9. Absorción de humedad en función del tiempo [41]



**Universidad**  
Zaragoza

# Trabajo Fin de Grado

## ANEXO B. EXPERIENCIAS DE CO-COMBUSTIÓN

Autor

Jesús Gracia Esteban

Director

Francisco Javier Royo Herrero

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA)

Universidad de Zaragoza

2016



## B.1 CO-COMBUSTIÓN DIRECTA CON QUEMADORES MIXTOS

### B.1.1. CENTRAL DE STUDSTRUP, DINAMARCA (PROYECTO ELSAM) [42]

Se trata de una central situada en Dinamarca, la cual se modificó para llevar a cabo pruebas (1996-1998) y comprobar los efectos producidos por la implantación de la co-combustión. Las características de la central son:

- Caldera de carbón pulverizado (*Figura B. 1*) de fuegos tangenciales, de potencia 380 MWth, compuesta por doce quemadores axiales en tres filas con cuatro quemadores cada una. La producción de vapor son 139 kg/s a 143 bar y 540 °C.
- Turbina de 152 MWe.

La co-combustión se realizó con paja, realizándose en un rango de 0-20% de sustitución sobre energía, siendo la máxima cantidad introducida de 5,1 kg/s.

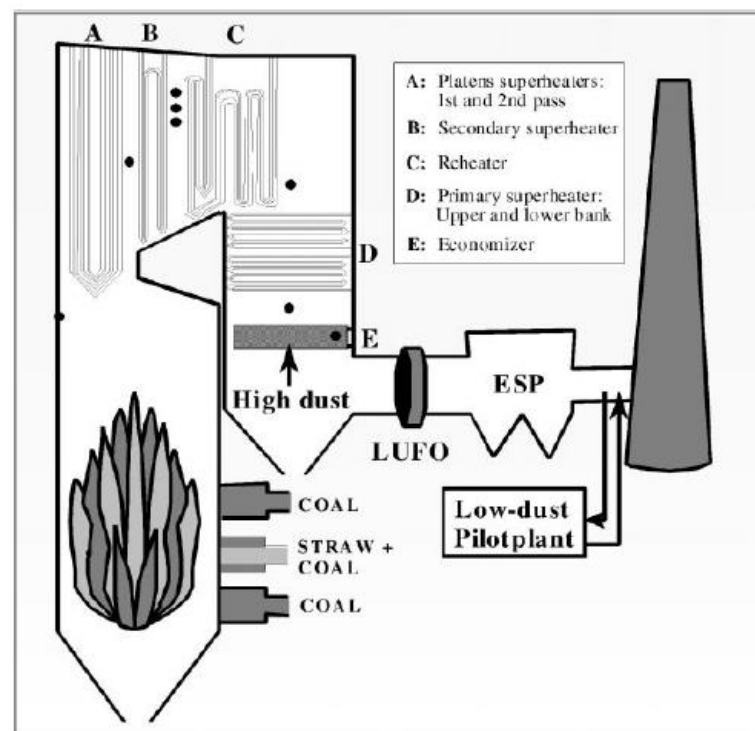


Figura B. 1. Caldera de la central de Sudstrup [42]

En cuanto a las modificaciones realizadas en la caldera, se convirtieron los quemadores de la fila intermedia en quemadores mixtos, según se muestra en la *Figura B. 2*; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Para ello, se desplazó la lanza de aceite y el visor de llama para poder introducir el sistema neumático de alimentación de la biomasa por el centro del quemador.

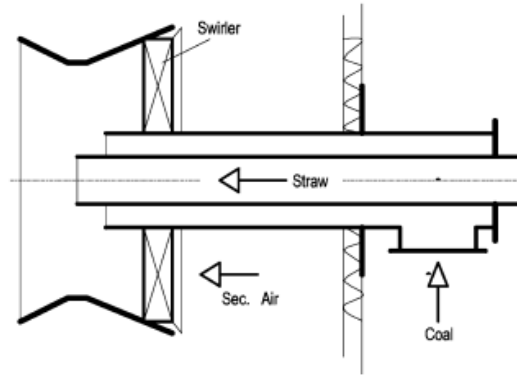


Figura B. 2. Modificación del quemador [42]

Respecto a la gestión y pretratamiento de la paja, fue la siguiente:

- Equipamiento de almacenaje y procesamiento a 450 m de los quemadores.
- Almacenamiento en dos secciones separadas, con las balas apiladas en varias capas.
- Alimentación de las balas mediante cinta hasta una trituradora. Después de la trituradora se pasa a un decantador de gruesos, donde se eliminan los materiales más pesados. Finalmente, la paja es succionada hasta un molino de martillos, donde se reduce a un tamaño menor de 30-50 mm. Tras éste, se hace pasar por un filtro de mangas y se transporta hasta la caldera por cuatro tuberías paralelas (Figura B. 4).

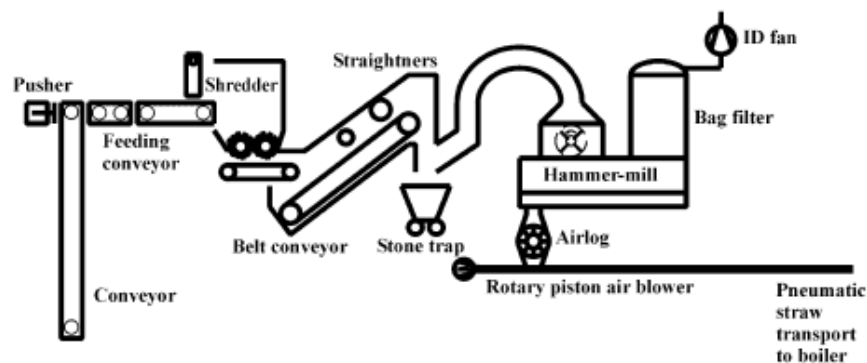


Figura B. 3. Gestión y pretratamiento de la paja [42]

Una vez realizadas las modificaciones pertinentes, se llevaron a cabo las pruebas, obteniendo una serie de resultados mostrados a continuación:

- Aumentó la necesidad de soplado de hollín debido a la mayor deposición de escorias producida por la combustión de la paja, sobre todo con un 20% de sustitución.
- Aumentaron los inquemados de carbón (hasta un 20%) debido a un tiempo de residencia de las partículas de biomasa insuficiente, aunque sin efectos importantes en el rendimiento de caldera. Cabe destacar que se trataba de una caldera vieja, por lo

que en las nuevas sería esperable menor cantidad de inquemados. Se podría mejorar cambiando la posición de los quemadores, cambiando los mismos quemadores o aumentando en número de quemadores mixtos, para repartir mejor la cantidad de biomasa. Por otro lado, quemadores de bajo  $\text{NO}_x$  podrían influir negativamente en la combustión.

- Se constató que larga de la caldera y el oxígeno fueron los parámetros más importantes en la combustión, mientras que el tamaño de partícula lo fue menos, además que reducir el tamaño compensaba poco en comparación con la energía consumida.
- Se produjeron problemas de corrosión a alta temperatura (más de 580 °C) debido a los altos valores de K y Cl.
- Emisiones:
  - $\text{NO}_x$ : Poco concluyente, no se pudo establecer un comportamiento determinado
  - HCl: Aumentaron, aunque en parte es positivo porque se redujo la formación y deposición de KCl (Figura B. 4).

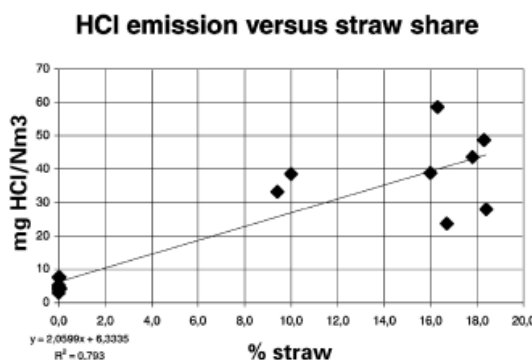


Figura B. 4. Emisiones de HCl frente a % de sustitución de biomasa [42]

- $\text{SO}_2$ : Se capturó en las cenizas entre un 3-7 %, lo que, junto con la menor presencia de azufre en el combustible, redujo las emisiones. Con valores de sustitución del 15 %, se disminuyó el consumo de óxido de calcio y aumentó el rendimiento de la desulfuración seca por HCl.
- Partículas: No se encontró un aumento significativo de partículas. Principal factor son las condiciones de combustión, no la cantidad de biomasa.

### B.1.2. CENTRAL DE SEWARD, PENNSYLVANIA, EEUU [43]

En esta central, situada en Estados Unidos, se modificó uno de los tres grupos que posee la central para llevar a cabo pruebas de co-combustión. Las características de la central son:

- Caldera de carbón de quemadores horizontales de pared, con una potencia de producción de 32 MWe. Produce 37,7 kg/s vapor a 45,9 bar y 446 °C. Posee seis quemadores repartidos en dos filas de tres quemadores cada una.

- Molino de carbón vertical de bolas.

La co-combustión se llevó a cabo con una sustitución del 10% de energía mediante serrín, cuya humedad variaba del 13% al 50 %.

Las modificaciones llevadas a cabo en esta caldera consistieron en dotar a los quemadores centrales de cada fila de una compuerta de cierre, un soplador y un dosificador, con el objetivo de introducir por el conducto central de dichos quemadores la biomasa. Con este sistema, se tuvo la capacidad de suministrar 2,72 ton/h de serrín por cada una de las líneas, alcanzando una sustitución del 7 % de la energía (no se llegó al 10 % teórico), 15 % de la masa, con un exceso de oxígeno entre el 3 y el 4%.

El sistema de gestión y pretratamiento de la biomasa (*Figura B. 5*) se compuso de:

- Un tamiz rotatorio por el que se introduce la biomasa y separan las partículas de menos de 6,35 mm. Estas partículas se llevan a un silo de almacenamiento. Del silo, mediante un tornillo transportador, se lleva a una tolva medidora de peso.
- Tres tornillos transportadores y sopladores, que, desde la tolva medidora, transportan la biomasa a los quemadores, a los cuales llega con una velocidad de 25,6 m/s. Además, en el centro de la tubería por donde se introduce el serrín, se ha añadido un difusor, para mejorar la combustión.

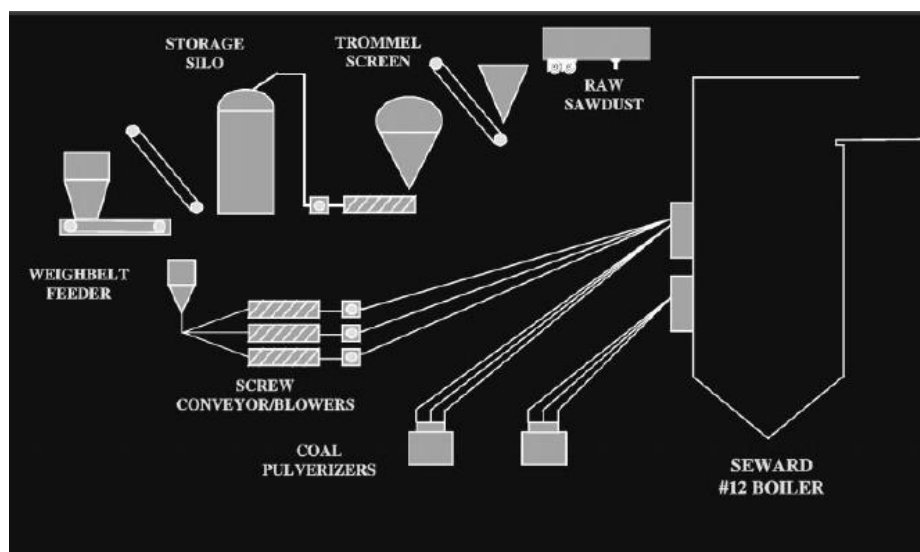


Figura B. 5. Instalación de co-combustión de la central de Seward [43]

Los resultados alcanzados en estas pruebas son los indicados a continuación:

- Disminución del rendimiento de la caldera en un 0,5 %-1% (*Figura B. 6*).
- Disminución del  $\text{SO}_2$  proporcional al porcentaje de sustitución energético.
- Disminución importante de los  $\text{NO}_x$ , obteniendo incluso la ecuación 9.

$$NO_x = 18,92 - 647,4 \cdot W_m + 9,66 \cdot L + 59,9 \cdot EO_2 \quad (B. 1)$$

Donde  $W_m$  es el porcentaje de sustitución en masa,  $L$  es la carga del flujo de vapor y  $EO_2$  es el exceso de aire total.

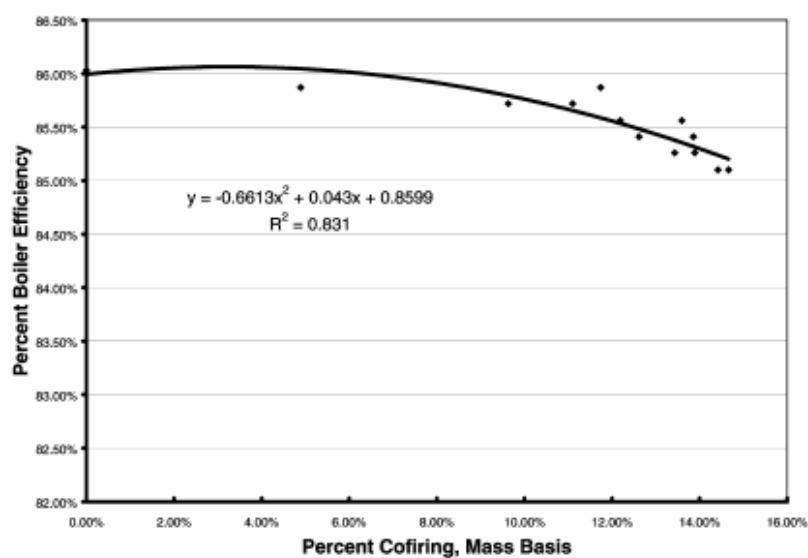


Figura B. 6. Rendimiento de la caldera en función del porcentaje de sustitución [43]



## B.2 CO-COMBUSTIÓN DIRECTA CON QUEMADORES ESPECÍFICOS DE BIOMASA

### B.2.1. CENTRAL DE GELDERLAND-13, HOLANDA [44],[45]

Esta central, con una potencia instalada de 602 MWe, situada en Holanda fue modificada para llevar a cabo la implementación de co-combustión.

Consta de una caldera de quemadores horizontales de pared, enfrentados entre sí, con tres filas en cada pared, cada una con 6 quemadores.

El porcentaje de sustitución fue del 3% de energía (PCI), con el objetivo de aumentarlo hasta 10% en el futuro. La biomasa utilizada fue madera procedente de demoliciones, introducida en una cantidad de 60 kt/año con un tamaño medio de partícula menor de 1 mm.

La biomasa se llevaba mediante cinta transportadora hasta un rodillo separador magnético, para después introducirla en un molino de martillos. Después, se hacía pasar por un filtro de mangas, un ciclón y otros dispositivos (*Figura B. 7*), hasta finalmente introducirlo en la caldera mediante quemadores específicos de biomasa, instalados en las paredes laterales (los quemadores de carbón se encuentran en las paredes frontal y lateral).

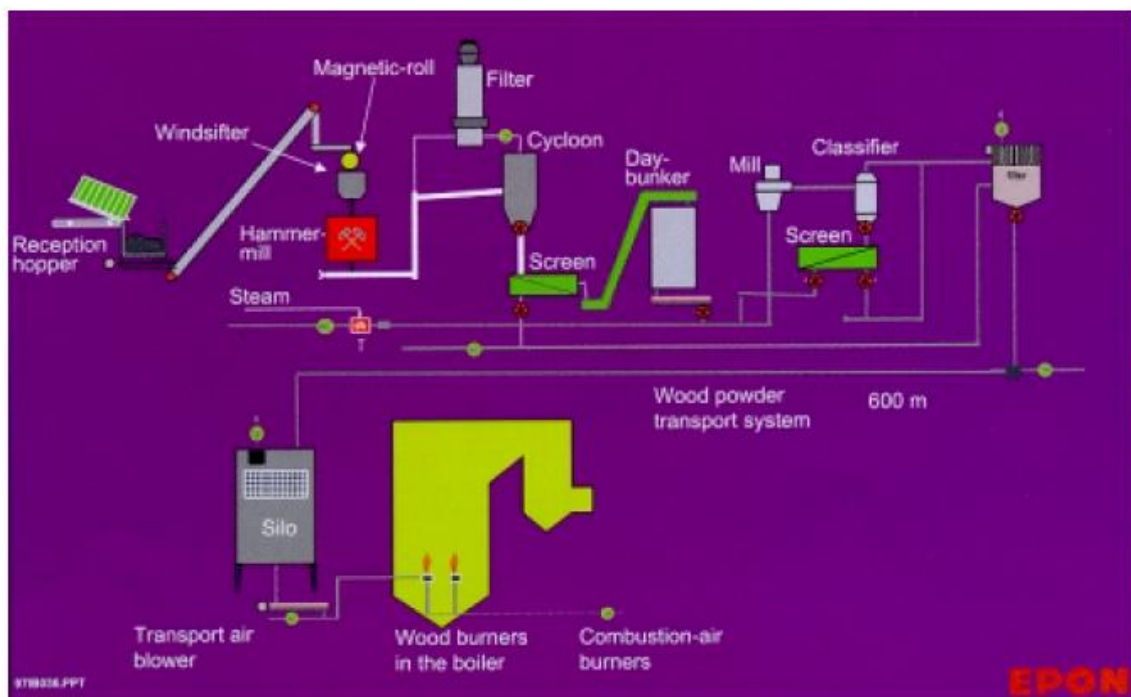


Figura B. 7. Sistema de alimentación y pretratamiento de Gelderland [44]

Los resultados obtenidos fueron:

- Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en 110 kt/año, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>
- Incremento de los inquemados en las escorias de la caldera.
- Problemas de erosión en los quemadores de biomasa.

### B.2.2. CENTRAL TÉRMICA DE BLOUNT, EEUU [45]

Esta central consta de una potencia de 50 MWe. Su caldera, de quemadores horizontales de pared, consta de tres filas de tres quemadores cada una, situada s en la pared frontal.

El sistema de co-combustión probado fue con quemadores específicos de biomasa (situándolos por debajo de la segunda fila), llevando a cabo una sustitución del 8% (3,365 kg/h aproximadamente de biomasa [8]) en energía con cultivo energético. El tamaño del 60% de las partículas era inferior a 2,5 mm.

La alimentación se realizó introduciendo balas de biomasa mediante cinta transportadora a un molino de martillos. Después, mediante un ventilador, se hacía pasar por un ciclón para retirar las partículas de mayor diámetro. Finalmente, con otra cinta transportadora se llevaba hasta un ventilador que lo introducía en la caldera por su quemador correspondiente (Figura B. 8).

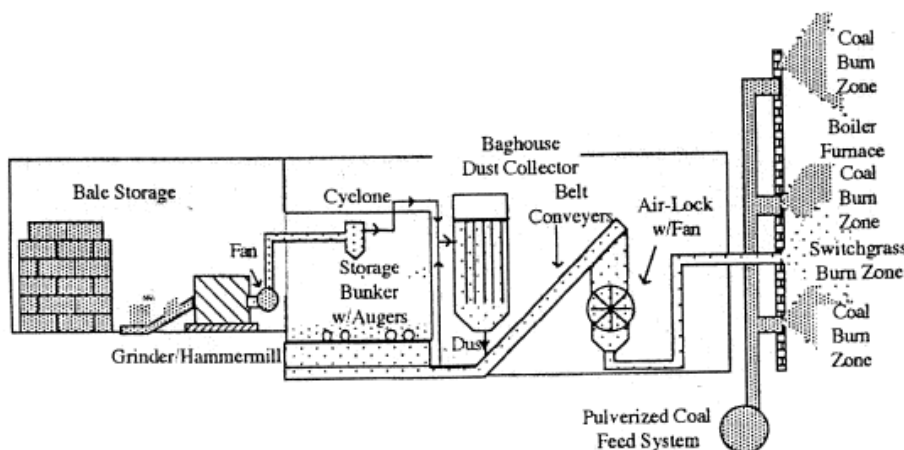


Figura B. 8. Alimentación y pretratamiento de la biomasa en la central de Blount [8]

Con las pruebas se determinó que:

- Las emisiones de  $\text{NO}_x$  se redujeron en un 31%, mientras que las partículas en un 62% (con la máxima sustitución). No hubo diferencia en las emisiones de  $\text{SO}_2$ .
- No hubo incremento en el ensuciamiento respecto a la situación con carbón.
- El rendimiento en caldera se redujo de un 87,44% hasta un 86,48 %, asociado a pérdidas en los gases de salida por estar a mayor temperatura y a la mayor cantidad de hidrógeno del combustible.

### B.2.3. CENTRAL VESTKRAFT 1, DINAMARCA [45]

Esta central, cuya potencia es de 150 MWe, consta de una caldera de quemadores horizontales situados en la parte frontal. Hay tres filas de quemadores con cuatro quemadores por fila.

La sustitución de la co-combustión fue del 10% en energía, utilizando paja. La alimentación de esta biomasa se realizó a través de quemadores específicos de biomasa, que fueron

posicionados en los dos quemadores centrales de la segunda fila, eliminando para ello los quemadores de carbón existentes.

Los resultados que se obtuvieron fueron bastante negativos:

- Hubo mayores problemas de corrosión y ensuciamiento respecto a la operación con carbón.
- La composición de las cenizas cambió de tal forma que, según la normativa vigente, ya no podían ser utilizadas para la fabricación de cemento, por lo que se perdieron los beneficios de su venta.

#### **B.2.4. CENTRAL DE LAKELAND (EE. UU) [45]**

La potencia de esta central es de 165 MWe. La caldera consta de quemadores horizontales situados en las paredes frontales, así como un sistema de combustión por parrilla.

El porcentaje de sustitución fue del 5% en energía, usando biomasa procedente de eucalipto y otras residuales. Los dos quemadores de biomasa se situaron en la parte superior de la pared lateral.

Los resultados fueron:

- No hubo problemas de ensuciamiento y formación de escorias diferentes a la operación solo con carbón.
- La reducción de emisiones de los  $\text{NO}_x$  fue del 4%, mientras que la emisión de partículas aumentó en un 22%.
- El rendimiento disminuyó en un 1,3%.

#### **B.2.5. CENTRAL FERRYBRIDGE (REINO UNIDO) [45]**

Esta central, una de las más grandes de Reino Unido, consta de cuatro grupos, cada uno con una potencia de 500 MWe. Cada caldera posee cuatro filas con doce quemadores horizontales en pared frontal, cada uno de ellos con una potencia térmica de 36 MW.

La sustitución se llevó a cabo en dos de los cuatro grupos, sustituyendo casi un 10% en energía en cada uno (150 MWt). La biomasa utilizada fueron pellets de madera, introducidos a través de los quemadores de biomasa con un tamaño de partícula menor a 1 mm.

El resultado fue que, mediante este sistema, se consiguió alcanzar el 10% de sustitución, mientras que antes, mezclando la biomasa con el carbón tras los molinos, solo se podía alcanzar un 5%. Además, no hubo disminución en el rendimiento.