

Trabajo Fin de Máster

ANÁLISIS ENERGÉTICO, MEDIOAMBIENTAL Y ECONÓMICO DE LA IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA DE CO-COMBUSTIÓN CON CÁMARA TORSIONAL EN LA CENTRAL TÉRMICA TERUEL

Autor/es

Jesús Antonio Miravete Peris

Director/es

Francisco Javier Royo Herrer

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Diciembre 2013

AGRADECIMIENTOS

Primeramente quería mostrar mi más sincero agradecimiento al tutor de este proyecto, Javier Royo Herrer, por su dedicación y la forma en la que se ha involucrado en él. La motivación recibida por su parte ha hecho que la realización de este proyecto sea tan gratificante.

En segundo lugar agradecer cariñosamente a mis padres y mi hermana, porque simplemente siempre están ahí.

Agradecer también a Inés Lasala, porque su corrección y sus consejos han hecho que este proyecto sea un poco mejor.

Por último agradecer a mis compañeros del máster, con los que he tenido grandes momentos y apoyo mutuo sensacional.

ABSTRACT

Energetic, environmental and economic analysis of implantation a co-firing system with Torsional Chamber

The objective of this Project is to analyze the use of the torsional chamber as a biomass burner in C.T.Teruel. The system consists in a cylindrical chamber, in which biomass particles are burned in aerodynamic suspension. The main advantage of this system is that permits a long residence time of biomass particles, which permit to work with big particle size (until 30 mm). In this study, this system is compared with conventional systems of direct co-firing (combustion with/without specific burners), to check the viability.

All co-firing systems alters the operation of the original power plant, thus the most influential technical aspects have been quantified and studied: boiler efficiency reduction, excess air, energy consumption in biomass pretreatments, investment and additional cost in operation and maintenance.

To evaluate this system and compare with conventional systems of direct co-firing, three analysis were carried out.

- Energy
- Environmental
- Economic

A methodology has been developed for each analysis. It consists in literature reviews, a simulation in a software (EES) and the use of a software of life cycle assessment (Simapro).

After the study, it is remarkable that the torsional chamber is the most advantageous technology from the energetic, environmental and economic parameters, respect the other technologies of direct co-firing. This is a global study, each case may be studied to get optimal conditions of operation.

RESUMEN

Análisis energético, medioambiental, y económico de la implantación de un sistema de co-combustión de Cámara Torsional en la Central Térmica Teruel

El objetivo de este proyecto es analizar el uso de la cámara torsional como un quemador de biomasa en la Central Térmica Teruel. El sistema consiste en una cámara cilíndrica, en el cual las partículas de biomasa se queman en suspensión aerodinámica. La principal ventaja de este sistema es que permite un mayor tiempo de residencia de las partículas de biomasa, lo que hace posible trabajar con tamaños de partícula mayores (hasta 30 mm). En este estudio, dicho sistema se compara con sistemas convencionales de co-combustión directa (combustión de partículas de biomasa con o sin quemadores específicos), para estudiar su viabilidad.

Todos los sistemas de co-combustión alteran la operación original de la planta, por ello se hace necesario evaluar y estudiar los aspectos técnicos del proceso: disminución de rendimiento térmico, exceso de aire, consumo de energía en pretratamientos de biomasa, costes inversión y mantenimiento.

Para evaluar este sistema y compararlo con los sistemas convencionales de co-combustión directa, se han llevado a cabo tres análisis.

- Energético
- Medioambiental
- Económico

Para cada uno de estos análisis se ha desarrollado una metodología independiente. Consisten en revisiones bibliográficas, simulación con software (EES) y el estudio de ciclo de vida (Simapro).

Después de este estudio, se llega a la conclusión de que la cámara torsional es la tecnología más ventajosa desde el punto de vista energético, medioambiental y económico, respecto de las otras tecnologías de co-combustión directa. Este es un estudio global, cada caso debe ser estudio de forma particular para optimizar las condiciones de operación.

INDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	11
1.1 Biomasa.....	11
1.2 Co-combustión	12
1.3 Cámara torsional	14
1.4 Alcance y objetivos	15
2. CO-COMBUSTIÓN CON CÁMARA TORSIONAL.....	15
2.1 La cámara torsional: funcionamiento	16
2.2 Integración de la cámara torsional en una caldera de potencia	17
2.3 Ventajas e inconvenientes frente a otras tecnologías de co-combustión.....	18
3. ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LA CO - COMBUSTIÓN.....	19
3.1. Influencia en los pretratamientos de la biomasa herbácea	19
3.1.1. Metodología	20
3.1.2. Resultados	21
3.2. Costes de operación y mantenimiento e inversión.	21
3.2.1. Costes de inversión.....	22
3.2.2. Costes de operación y mantenimiento.....	22
4. METODOLOGÍA	24
4.1. Análisis energético	24
4.2. Análisis económico	27
4.3. Análisis medioambiental	27
4.4. Evaluación de recursos.....	28
5. APLICACIÓN A LA CENTRAL TÉRMICA TERUEL	28
5.1. Central Térmica Teruel	29
5.2. Evaluación de recursos.....	29
5.3. Variaciones técnicas de funcionamiento con co-combustión.....	31
5.3.1. Metodología	32
5.3.2. Aplicación a Central Térmica Teruel	33
5.4. Análisis energético	35
5.5. Análisis económico	36
5.6. Análisis ambiental	38
6. CONCLUSIONES.....	40
7. REFERENCIAS	42

ÍNDICE FIGURAS

Figura1: Cámara torsional sin su aislante externo (20 t/h de vapor saturado a 12 bar).....	14
Figura2: Esquema funcionamiento cámara torsional.....	16
Figura3: Esquema de instalación de una cámara torsional en una caldera de potencia.....	17
Figura4: Esquema caldera con integración de una cámara torsional.....	18
Figura5: Consumo energético de molienda para recursos herbáceos.....	21
Figura6: Esquema análisis energético del proceso.....	24
Figura7: Distribución de recursos disponibles a 100 km.....	31
Figura8: Disminución del rendimiento en función del porcentaje de sustitución en energía.....	32
Figura9: Beneficio neto en función del precio de la biomasa.....	37
Figura10: Valor Actual Neto (VAN) en función del precio de la biomasa.....	37
Figura11: Tasa Interna de Retorno (TIR) en función del precio de la biomasa.....	38
Figura12: Evaluación de impacto en el ACV para las tecnologías comparadas.....	39

ÍNDICE TABLAS

Tabla1: Recursos herbáceos.....	20
Tabla2: Costes de inversión.....	22
Tabla3: Coste adicional en operación y mantenimiento.....	23
Tabla4: TRE carbón y biomasa.....	24
Tabla5: Cantidad de recursos disponibles.....	30
Tabla6: Composición de la biomasa promedio.....	31
Tabla7: Composición del carbón y la biomasa promedio C.T.Teruel.....	33
Tabla8: Condiciones de operación en co-combustión para un 5% de sustitución.....	34
Tabla9: Datos para el análisis energético.....	35
Tabla10: Resultados obtenidos en el análisis energético.....	35
Tabla11: Datos de funcionamiento general.....	36
Tabla12: Consumo de combustible en cada tecnología comparada.....	38
Tabla13: Emisiones evitadas de CO ₂ y porcentaje de reducción en las mismas con respecto a la central convencional	39

1. INTRODUCCIÓN

Los beneficios derivados del empleo de la biomasa vegetal como fuente de energía se encuentran no sólo en el ámbito ambiental, sino también en el socioeconómico, lo que hace de esta fuente de energía un recurso renovable muy interesante y muy valorado. Genera un balance neto de las emisiones de CO₂ casi nulo, creación de empleo local, reducción de la dependencia energética externa etc. A pesar de las ventajas que presenta, la contribución de este recurso en Europa está siendo menor de lo esperado [1].

Un interesante método de uso para este recurso reside en la transformación termoquímica de la biomasa en centrales de carbón. Este concepto se conoce como co-combustión, y consiste en la combustión simultánea de diversos combustibles, generalmente carbón y biomasa. A pesar de las ventajas que presenta, para lograr el asentamiento de esta tecnología es necesario asegurar su viabilidad económica. Se debe realizar una inversión inicial para la adaptación de la planta, así como, asumir los costes asociados al precio de la biomasa y sus pretratamientos. Generalmente suele producirse una disminución en el rendimiento neto de la misma, por tanto se traduce en un nuevo coste añadido. [2,3]

1.1 Biomasa

La definición de biomasa puede expresarse como: “las sustancias orgánicas que tienen su origen en los compuestos del carbono formados en la fotosíntesis”. Dichas sustancias pueden haber sufrido diferentes procesos, tanto naturales como artificiales, de pequeña o elevada complejidad [4].

El origen de la energía contenida en la biomasa es el sol. Este hecho se debe a que toda la biomasa procede de manera directa o indirecta de la materia orgánica, la cual ha fijado su energía química acumulada en los enlaces atómicos e intermoleculares a partir de la fotosíntesis. Mediante este fenómeno, las células vegetales utilizan la radiación solar para formar sustancias orgánicas a partir de sustancias simples, como el agua y el dióxido de carbono presentes en el aire, además de sustancias como hidratos de carbono, proteínas, lípidos etc. Es gracias al medio ambiente, por el que se incorpora, transforma y modifica dicha energía, generando subproductos con capacidad para la producción de productos de mercado, por lo que pueden ser utilizados como fuente de

energía a través de su transformación termoquímica, como la combustión, o la transformación biológica en procesos de fermentación.

1.2 Co-combustión

La co-combustión consiste en la combustión combinada de varios combustibles, generalmente carbón y biomasa. Aunque a priori parece un concepto muy sencillo o de fácil aplicación, hay que estudiar cada caso de forma particular, atendiendo a los tipos de combustibles, tipo de caldera, forma de introducción de la biomasa y la influencia que se observa en la operación.

Se trata de una tecnología probada y experimentada en numerosos países Europeos (Reino Unido, Alemania, Finlandia, Polonia, etc), Estados Unidos y Canadá [6] a gran escala para todos los tipos de caldera, con todos los carbones comerciales actuales, y con todas las categorías principales de biomasa.

La co-combustión de carbón con biomasa ofrece una de las mejores soluciones a corto y largo plazo para la reducción de gases de efecto invernadero, en instalaciones donde no estaba previsto que esto sucediera. Por ello, este sistema permite obtener multilpes beneficios del uso de materias renovables, a partir de la incorporación de sistemas de pretratamiento (molinos específicos de biomasa), alimentación de la biomasa o equipos auxiliares de combustión.

El interés por implantar este sistema y no una central de biomasa convencional, radica en el rendimiento global de la planta. Las plantas convencionales de biomasa alcanzan rendimientos en torno al 30% [5], pero en las plantas convencionales de carbón se logran rendimientos del 37% [6], además las plantas de carbón de última generación alcanzan rendimientos de hasta el 43% [5]. Por todas estas razones la co-combustión es uno de los mejores métodos para convertir la biomasa en energía con alto rendimiento. Además debido a la estacionalidad de la biomasa, se elimina la incertidumbre de disposición para producción eléctrica, pudiendo funcionar exclusivamente con carbón.

El efecto más inmediato de la co-combustión de carbón con biomasa es la reducción de emisiones netas de CO₂. Junto a este, existen otros factores positivos, como la reducción de emisiones de SO₂, debidas a la baja cantidad de azufre presente en la biomasa, reducción de NO_x, por la disminución del contenido de nitrógeno en la biomasa y porque la temperatura de llama en el hogar puede ser más uniforme.

Asimismo hay que atender a los inconvenientes de la co-combustión de carbón con biomasa. La adición de biomasa a una caldera específica de carbón produce una disminución de rendimiento térmico de caldera, que junto con la energía consumida en los pretratamientos, se traduce en una disminución de rendimiento global de la planta. Además, presenta mayores riesgos de corrosión y ensuciamiento por el mayor contenido en álcalis y cloro en la biomasa. Por otra parte, en términos estrictamente económicos, el uso de biomasa puede resultar algo menos conveniente que el carbón por su precio ligeramente mayor en el mercado.

Atendiendo al lugar de transformación de la biomasa, se puede distinguir dos tipos de co-combustión [7]: directa e indirecta.

La co-combustión directa consiste en introducir la biomasa, pretratada, en la caldera de carbón. Sin embargo, en la co-combustión indirecta la biomasa se transforma termoquímicamente, total o parcialmente, con anterioridad en un equipo independiente de la caldera de carbón (combustión en caldera específica de biomasa o gasificación de biomasa).

Este proyecto tiene como fin la comparación de los diferentes sistemas de co-combustión directa, por ello se explican detalladamente:

- **Co-combustión directa sin quemadores específicos de biomasa:** la biomasa se introduce a la caldera por los propios quemadores de carbón u otros conductos disponibles. Este hecho hace que se requieran tamaños de partículas de la biomasa lo menor posible, en torno a 1-2 mm. Ello se traduce en un mayor consumo de equipos auxiliares, aunque la inversión y la necesidad de reformas son menores.
- **Co-combustión directa con quemadores específicos de biomasa:** en este caso la introducción de la biomasa en la caldera se realiza con quemadores específicos de biomasa. Por esta razón el tamaño de partícula es mayor y por consiguiente, los costes de operación se reducen, sin embargo los costes de inversión y la necesidad de reformas son mayores.

1.3 Cámara torsional

La cámara torsional es un quemador industrial, que genera energía a partir de la combustión de combustibles con alto contenido en volátiles. Consiste esencialmente en un cilindro horizontal rodeado de tubos de aguas, que se conecta a la caldera por medio de una garganta en forma de cono invertido, para la producción de agua caliente o vapor.

Aunque no existen experiencias en co-combustión con este quemador, representa una opción interesante para reducir costes. La cámara torsional se adapta a un generador de vapor convencional, mediante el revestimiento del cilindro con tubos que formen parte del circuito de generación de la caldera. Ya se ha demostrado su idoneidad para varios tipos de biomasa.



Figura 1: Cámara torsional sin su aislante externo (20 t/h de vapor saturado a 12 bar)

La principal ventaja que ofrece este sistema es el elevado tiempo de residencia de las partículas, que permite la utilización de tamaños de partícula de hasta 30 mm, con un contenido de humedad de hasta el 30% [7].

1.4 Alcance y objetivos

La finalidad del proyecto es analizar la viabilidad técnica y económica, valorando a su vez los aspectos medioambientales, de la implantación de co-combustión de carbón con biomasa en la Central Térmica Teruel (Andorra), mediante el uso de una cámara torsional utilizada a modo de quemador para la biomasa.

Para alcanzar este objetivo, se comienza describiendo en el capítulo 2 los aspectos más importantes de funcionamiento de la cámara torsional, junto a sus características, influencia tras su instalación e integración en una caldera de potencia.

Tras determinar los factores que afectan a la operación (capítulo 3), se desarrolla una metodología de análisis energético, económico y medioambiental (capítulo 4), que se aplicarán posteriormente particularizando al caso de la Central Térmica Teruel (capítulo 5), completándose con una evaluación de recursos de biomasa de la zona. La metodología del análisis medioambiental, se ha extraído del trabajo de fin de máster desarrollado por Juana María Alarcón Rodríguez [48].

Por último en el capítulo 6, se presentan y analizan los resultados, exponiendo las conclusiones.

2. CO-COMBUSTIÓN CON CÁMARA TORSIONAL

Como ya se ha explicado, la idea de este proyecto es analizar la viabilidad técnica y económica de una nueva tecnología de co-combustión, a partir de la incorporación de una o varias cámaras torsionales a una caldera de carbón pulverizado, como quemadores independientes de biomasa.

En los siguientes apartados se describen el funcionamiento de la cámara torsional, así como su integración, la influencia tras su implantación y una comparativa frente a otros sistemas de co-combustión.

2.1 La cámara torsional: funcionamiento

El modo de funcionamiento de la cámara torsional se representa en la Figura 2 y se resume a continuación. Existen dos corrientes de aire que operan en la cámara torsional. El aire secundario, se introduce a través de un gran número de toberas laterales, que garantiza una elevada vorticidad. El combustible entra tangencialmente en el interior de la cámara mediante transporte neumático con el aire primario, manteniéndose en suspensión neumática y produciéndose el primer proceso de pirolisis o devolatilización. Tras este proceso, el residuo carbonoso que queda se concentra en la periferia de la cámara, lo que permite la rápida conversión de las partículas a su fase gaseosa [8].

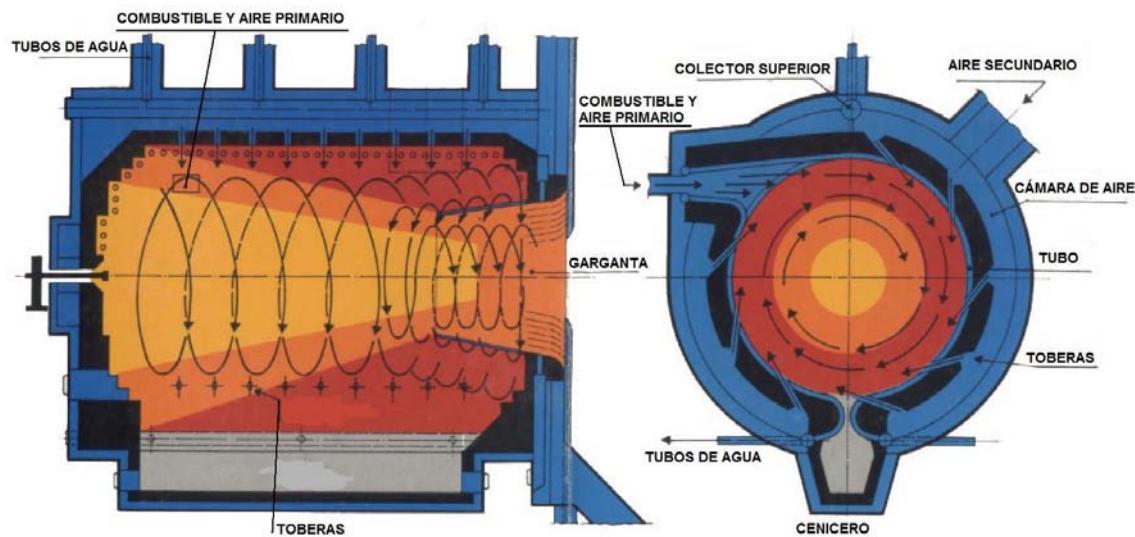


Figura 2: Esquema funcionamiento cámara torsional. Fuente: Centro de Producción más Limpia – INTEC Chile / Cooperación Técnica Alemana GTZ.

Dado este funcionamiento, se logran temperaturas más uniformes que en sistemas convencionales, haciendo de este sistema un quemador de baja generación de óxidos de nitrógeno (NO_x). A su vez, cabe destacar que entre el 20 y el 40% de las cenizas quedan retenidas en el interior de la cámara, desde donde son extraídas con frecuencia.

La cámara torsional puede operar con cualquier biomasa sólida capaz de ser transportada neumáticamente. No existen limitaciones de quemar simultáneamente partículas de diversos tamaños o densidades, siempre en el rango de 0,1 a 30 mm.

Otra ventaja presente es la capacidad de la cámara de operar con bajos excesos de aire, del orden del 10% (que produce una disminución del rendimiento menor).

2.2 Integración de la cámara torsional en una caldera de potencia

La cámara torsional debería ser instalada de tal manera que el agua/vapor de la caldera pase a través de ella, a la vez que los gases de combustión de la biomasa entraran al hogar, tras ceder parte de su energía, donde completarían su combustión y acabarían de ceder su energía útil.

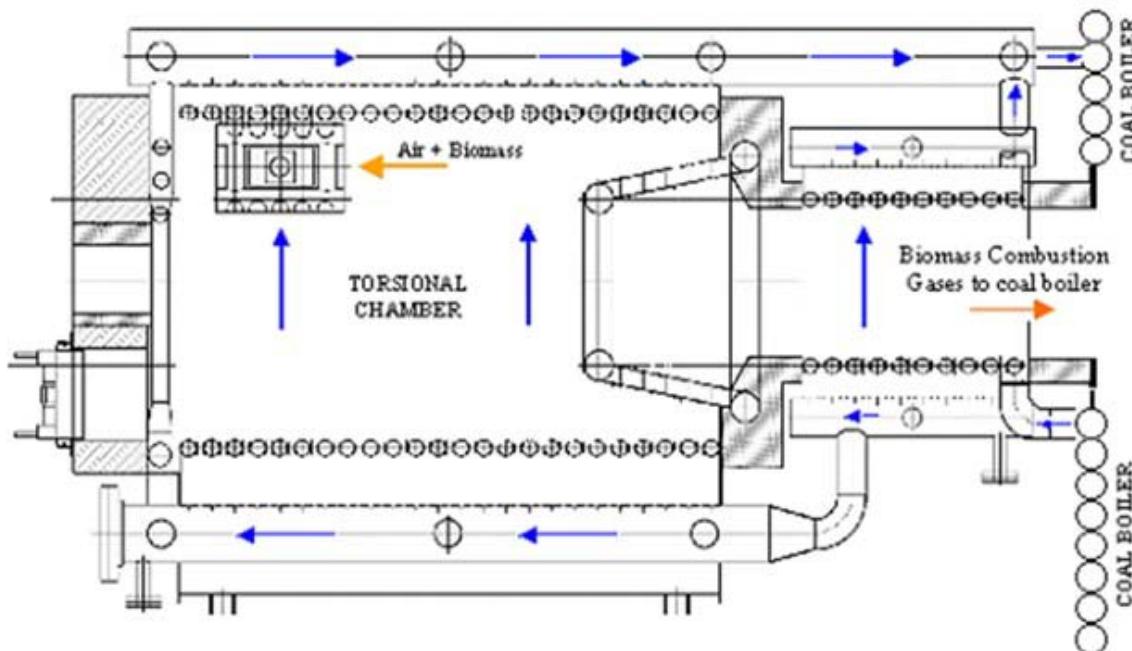


Figura 3: Esquema de instalación de una cámara torsional en una caldera de potencia

Los tubos de agua de la cámara torsional y del hogar están conectados, aunque la co-combustión de biomasa se produce de forma independiente. Los gases de combustión producidos por la biomasa salen a través de la garganta y se mezclan con los del carbón.

Los detalles de instalación (pared de caldera, altura, número de cámaras torsionales...) van a estar condicionados por muchos factores. Para la posición óptima se debe estudiar cada caso en particular, realizando diversas pruebas que exceden del objetivo de este proyecto. En la Figura 4 se muestra una posible configuración de instalación.

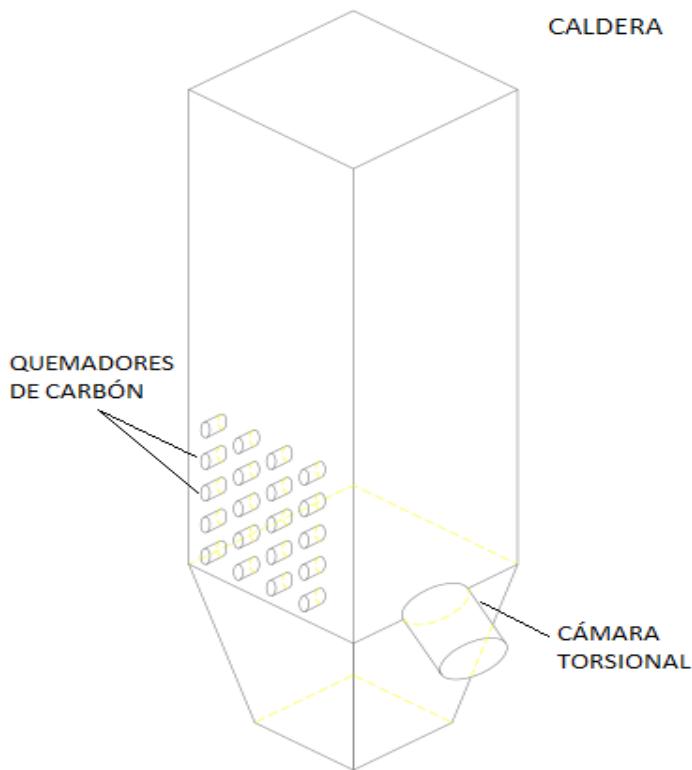


Figura 4: Esquema caldera con integración de una cámara torsional. Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar, que aunque nunca se ha llevado a cabo una idea de co-combustión como aquí propuesta, su viabilidad técnica está asegurada por la gran experiencia del uso de la cámara torsional en otras aplicaciones.

2.3 Ventajas e inconvenientes frente a otras tecnologías de co-combustión

La co-combustión con cámara torsional, presenta las siguientes ventajas [9]:

- Puede ser adaptada a cualquier tipo de caldera de potencia.
- Presenta gran flexibilidad, ya que puede trabajar con un amplio rango de tipos de biomasa o incluso una mezcla de estos.
- Requiere menor pretratamiento, ya que puede trabajar con tamaños de partícula de hasta 30 mm con un 30% de humedad.
- Debido a la combustión separada del carbón y biomasa, la disminución del rendimiento de caldera es mínima.
- Gran retención de las cenizas de combustión, entre el 20 y el 40% antes de llegar a la caldera de carbón.

A pesar de ser un buen sistema de obtención de energía, la co-combustión con cámara torsional presenta la incertidumbre de ser un sistema que no ha sido realmente probado en esta actividad, de ahí la duda de su viabilidad. Además los costes de inversión inicial son algo mayores que para el resto de los casos de co-combustión.

3. ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LA CO - COMBUSTIÓN

El principal y gran inconveniente de la co-combustión es que las calderas que operan en las centrales térmicas convencionales de carbón, son específicas para ese combustible. Por ello la adición de biomasa puede disminuir la eficiencia y la capacidad de la planta, conforme aumenta el porcentaje de sustitución de biomasa. La biomasa presenta valores de humedad mayores que el carbón, además de un incremento en monóxido de carbono (CO) y mayor porcentaje de in quemados. Todo ello genera una disminución del rendimiento térmico.

3.1. Influencia en los pretratamientos de la biomasa herbácea

La cantidad de energía necesaria para los pretratamientos es proporcional al tamaño de partícula. A su vez, el tamaño de partícula necesario varía en función de la tecnología de co-combustión utilizada.

Para el caso de co-combustión sin quemadores específicos de biomasa, se requiere un tamaño de partícula entre 1-2 mm; para co-combustión con quemadores específicos de biomasa pulverizada 3-4 mm y para la cámara torsional 10 mm, aunque puede operar con valores de hasta 30 mm [14,15,16].

Se pretende determinar la influencia del tamaño de partícula sobre el consumo energético para la biomasa herbácea. Con ello se pretende estimar los consumos energéticos que suponen las operaciones de pretatamiento.

Los valores recopilados en este análisis se han obtenido a partir de la revisión bibliográfica, por ello los datos deben de servir solamente de referencia.

3.1.1. Metodología

La metodología desarrollada para este caso consiste en la revisión bibliográfica de distintas pruebas experimentales de molienda para biomasa herbácea. La Tabla 1 muestra diferentes tipos de biomasa herbácea, con su respectiva humedad, los diferentes tamaños a los que ha sido molida y la correspondiente energía que ha sido necesaria invertir.

Tabla 1: Recursos herbáceos. Elaboración propia a partir de [17,18, 19]

Biomasa	Humedad (% base húmeda)	Tamaño de parilla por molinos de martillos (mm)	Consumo energético específico (kWh/t)	Referencias
Cebada	13,5	50	3,15	Adapa & al (2011)
	13	30	1,7	
	12,4	6,4	8,26	
	No disponible	3,2	18,59	
	No disponible	1,6	25,1	
	12	0,8	99,49	
Canola	12	1,6	27,09	Mani & al (2004)
	15,1	50	1,96	
	15,1	30	1,46	
	13,4	6,4	12,38	
	No disponible	3,2	25,73	
	No disponible	1,6	35,7	
Avena	13,1	50	2,74	Adapa & al (2011)
	13,1	30	5,68	
	10,3	6,4	16,23	
	No disponible	3,2	29,62	
	No disponible	1,6	41,52	
	15,6	50	2,27	
Trigo	15,6	30	2,05	Adapa & al (2011)
	13,3	6,4	12,26	
	No disponible	3,2	28,02	
	No disponible	1,6	42,57	
	12,1	0,8	45,32	
	12,1	1,6	43,56	Mani & al (2004)
	12,1	3,2	24,66	
	10	2	23,74	
	10	4	9,5	
	10	6	7,12	Spliethoff & Hein (1998)

3.1.2. Resultados

A partir de los datos recopilados de las diversas experiencias para biomasa herbácea, se ha determinado el consumo energético específico. Para ello se ha realizado una curva de consumo energético en función del tamaño de luz de malla del molino (ver Figura 5). El consumo energético se muestra en kWh por cada tonelada pretratada.

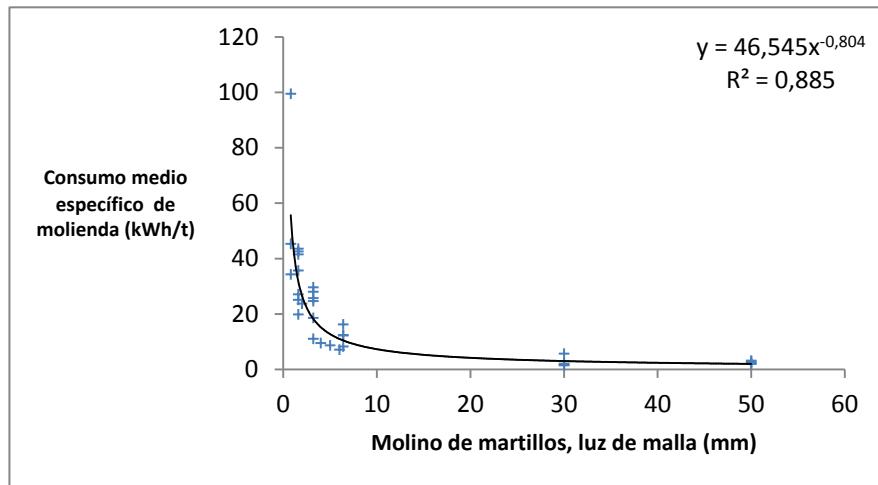


Figura 5: Consumo energético de molienda para recursos herbáceos. Fuente: Elaboración propia a partir de [17,18, 19]

Los datos de consumo de molienda herbácea obtenidos, se utilizarán junto con los datos de consumo de molienda leñosa obtenidos por Juana María Alarcón Rodríguez [47], para realizar un consumo medio para la biomasa en general. Se utilizará posteriormente en el capítulo 4.

3.2. Costes de operación y mantenimiento e inversión.

Se detallan en este apartado los costes de los distintos tipos de co-combustión directa. Como la práctica de la co-combustión todavía no es una actividad muy generalizada, es difícil determinar los costes de inversión, así como, los costes asociados a la operación y el mantenimiento.

3.2.1. Costes de inversión

Los costes de inversión, necesarios para la adaptación de la central térmica base a co-combustión se han determinado a partir de una extensa revisión bibliográfica de diferentes experiencias en Estados Unidos y Europa. Para el caso de la cámara torsional se ha consultado directamente con el fabricante. Los costes de inversión obtenidos se muestran en la Tabla 2, en euros por cada kW instalado. Para la fácil comparación se han redondeado los valores encontrados.

Tabla 2: Costes de inversión. Elaboración propia a partir de [20, 21, 22, 23, 24, 25]

	Co-combustión sin quemadores	Co-combustión con quemadores	Co-combustión con cámara torsional
Coste reformas (€kW)	100	150	160
Coste instalación pretratamientos (€kW)	400	350	300

La co-combustión sin quemadores específicos de biomasa es la que presenta una menor inversión inicial, puesto que precisa menores reformas de caldera, sin embargo, requiere mayor inversión en equipos de pretratamientos, por necesitar un tamaño de partícula menor para su operación. En el caso de co-combustión con quemadores específicos de biomasa la inversión en reformas es mayor, pero al permitir un tamaño de partícula mayor se reducen los costes de equipos de pretratamientos. Para la cámara torsional se necesita una inversión mayor que para quemadores específicos de biomasa, sin embargo, requiere mucho menor coste en equipos de pretratamientos. Todo ello hace que la cámara torsional sea la tecnología de menor inversión.

3.2.2. Costes de operación y mantenimiento

Para la obtención de los costes de operación y mantenimiento se ha realizado una extensa revisión bibliográfica, para los diferentes casos de estudio [22, 23, 26]. Dado que estos costes son proporcionales al consumo en pretratamientos, se han realizado los cálculos para que el coste sea mayor conforme aumenta dicho consumo. Para ello se han considerado costes fijos y variables, siendo los fijos costes comunes a las tres tecnologías, mientras que los variables se han acotado para que sean iguales o menores al caso más desfavorable de pretratamientos, que corresponde al caso de co-combustión sin quemadores.

La ecuación 1 muestra como se ha realizado el cálculo:

$$O\&M = 0,13 + 0,19 * \frac{W_{pret}}{W_{pret \sin quem}} \quad (1)$$

Donde

- $O\&M$: costes de operación y mantenimiento, en c€/kWh,
- W_{pret} : consumo energético en astillado y molienda, en kJ/kg biomasa.
- $W_{pret \sin quem}$: consumo energético en astillado y molienda para la co-combustión sin quemadores, en kJ/kg biomasa.

Los costes fijos para las tres tecnologías corresponden a 0,13 c€/kWh, mientras que los costes variables se calculan a partir de los consumos específicos para cada tecnología respecto al consumo sin quemadores específicos.

La Tabla 3 muestra los costes asociados a la operación y mantenimiento para los tres casos de estudio en euros por cada kWh producido, siendo el caso más favorable la cámara torsional, por permitir un tamaño de partícula mayor.

Tabla 3: Coste adicional en operación y mantenimiento [Elaboración propia]

	Co-combustión sin quemadores	Co-combustión con quemadores	Co-combustión con cámara torsional
O y M (c€/kWh)	0,32	0,26	0,17

4. METODOLOGÍA

El siguiente capítulo muestra la metodología desarrollada para la realización del análisis energético, económico y ambiental, que posteriormente se aplicará para el caso de la Central Térmica Teruel. Mientras que la metodología de análisis energético y económico ha sido desarrollada por mí, la metodología del análisis ambiental ha sido desarrollada por Juana María Alarcón Rodríguez [48].

4.1. Análisis energético

El objetivo de este análisis es determinar el rendimiento en la producción de electricidad por el uso de un determinado combustible, teniendo en cuenta todos los consumos implicados en el proceso de la energía (ver Figura 6).

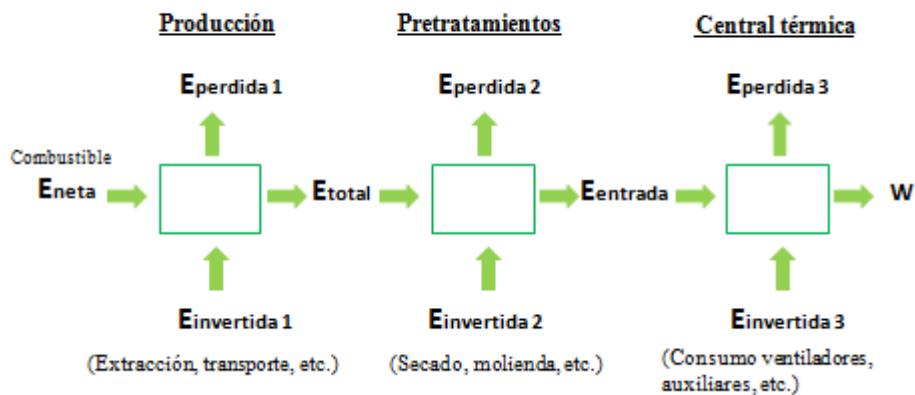


Figura 6: Esquema análisis energético del proceso [Elaboración propia]

La producción de los combustibles, para su posterior uso en la producción eléctrica, requiere una cantidad de energía para su extracción o manufactura. Por ello cuanto mayor sea la energía invertida en la producción del combustible, menor será el rendimiento global de producción de electricidad (ver ecuación 2).

$$\eta_{proceso} = \frac{W}{E_{invertida1} + E_{invertida2} + E_{invertida3} + E_{neta}} \quad (2)$$

Este análisis se ha realizado de acuerdo a una metodología basada en la tasa de retorno energético de cada combustible (TRE). Este valor adimensional determina la relación entre la energía que proporciona el combustible y la que ha sido necesaria invertir para su producción (ver ecuación 3).

$$TRE = \frac{E_{total}}{E_{invertida}} \quad (3)$$

Atendiendo a los diversos modos de obtención del TRE, en la bibliografía existen valores dispares para un mismo combustible. Este hecho se debe a que todavía no es un parámetro muy normalizado y existen multitud de metodologías de cálculo. Para solventar este problema, la mejor opción es realizar una amplia búsqueda bibliográfica para obtener distintos valores, calculando posteriormente un valor promedio.

Cabe destacar que en la obtención del dato del TRE para la biomasa no deben considerarse los biocarburantes obtenidos a partir de biomasa. La producción de estos combustibles requiere de un gran aporte energético, obteniéndose valores del TRE incluso inferiores a 1 [27, 28].

Los valores del TRE del carbón y de la biomasa obtenidos se reflejan en la Tabla 4.

Tabla 4: TRE carbón y biomasa [Elaboración propia]

	Valor	Referencia
TRE carbón	54	[27,28,39,40]
TRE biomasa	27	[27,28,39,40]

El rendimiento del proceso de producción de energía del carbón se calcula teniendo en cuenta la eficiencia actual de la central y el TRE del carbón. Este nuevo rendimiento (ecuación 4) tiene en cuenta la penalización energética sufrida por la obtención del combustible.

$$\eta_{proceso-carbón} = \eta_{central} * \left(\frac{1}{(1 + \left(\frac{1}{TRE_{carbón}} \right))} \right) \quad (4)$$

Dónde:

- $\eta_{central}$: rendimiento original de la central térmica de carbón en tanto por 1.
- $\eta_{proceso-carbón}$: nuevo rendimiento de proceso de producción de electricidad a partir de carbón.
- $TRE_{carbón}$: tasa de retorno energético del carbón (adimensional).

Para los casos de estudio del proceso de producción eléctrica en co-combustión se tienen las mismas consideraciones, aportando además el valor del TRE para la biomasa y el consumo de pretratamientos requeridos para los tres casos de estudio (sin quemadores específicos de biomasa pulverizada, con quemadores y cámara torsional) (ver ecuación 5).

$$\eta_{proceso-co-combustión} = \frac{\left(1 - \left(\frac{W_{pret}}{Potencia_{biomasa}}\right)\right)}{\left(1 + \left(\frac{\left(\frac{100 - \%_{sustitución}}{100}\right)}{TRE_{carbón}}\right) + \left(\frac{\left(\frac{\%_{sustitución}}{100}\right)}{TRE_{biomasa}}\right)\right)} * \eta_{co-co} \quad (5)$$

Dónde:

- $\eta_{proceso-co-combustión}$: rendimiento del proceso de producción de electricidad.
- η_{co-co} : rendimiento de la central en co-combustión según los casos considerados.
- W_{pret} : potencia requerida para los pretratamientos en cada caso.
- $Potencia_{biomasa}$: potencia instalada de biomasa en la central térmica de carbón, según el porcentaje de sustitución.
- $\%_{sustitución}$: porcentaje de sustitución de biomasa por carbón en términos de energía en %.
- $TRE_{biomasa}$: valor de la tasa de retorno energético de la biomasa.

4.2. Análisis económico

El objetivo del análisis económico es determinar el beneficio anual tras la implantación de un sistema de co-combustión con cámara torsional y compararlo con el resto de tecnologías de co-combustión directa y la central térmica convencional.

La metodología desarrollada se basa en un modelo clásico de cálculo de VAN y TIR, diferenciando los cuatro casos de estudio.

Como el precio de la biomasa puede ser fluctuante, se ofrecen los resultados mediante un estudio paramétrico.

En cuanto a la estimación de la inversión se han tenido en cuenta todos los costes para la adaptación de la central convencional a la central de co-combustión de carbón con biomasa. La adaptación contempla: parque de biomasa, instalaciones de pretratamientos y adaptación del sistema de alimentación de la caldera. Además se consideran los costes por los autoconsumos adicionales que suponen los sistemas de pretratamiento específico de biomasa y el incremento en el consumo de los ventiladores.

4.3. Análisis medioambiental

El objetivo de este análisis es el de cuantificar el impacto ambiental provocado por la producción de electricidad, mediante el Análisis de Ciclo de Vida (ACV). Esta metodología es una herramienta que permite cuantificar los impactos ambientales a lo largo de las fases de su ciclo de vida.

En este caso solo se evalúa la categoría de calentamiento global, cuantificando las emisiones de gases de efecto invernadero, expresadas en kg de CO₂ equivalentes, para 1 TJ_e producido por la central en los tres casos de co-combustión y el caso de carbón.

4.4. Evaluación de recursos

El objetivo de la evaluación de recursos es determinar la cantidad de biomasa disponible en los alrededores de la central y el potencial de la misma. Con ello se pretende establecer el porcentaje de energía de sustitución óptimo, sin que la biomasa pierda su carácter renovable.

Para realizar la evaluación de recursos se utiliza la herramienta informática online Bioraise. Consiste en un software basado en un Sistema de Información Geográfica (SIG), desarrollado en el marco del proyecto del V Programa Marco de la UE “CHRISGAS” para calcular el potencial de biomasa de uso energético, costes de recolección y transporte en regiones de España, Portugal, Francia, Italia y Grecia. Además de la biomasa primaria, agrícola y forestal, también considera la biomasa procedente de actividades industriales [30].

Para el cálculo de la biomasa forestal, el programa se basa en la utilización de una cartografía europea de los usos del suelo denominada Corine Land Cover, junto con tablas de producción de distintas especies forestales. Para la biomasa agrícola, el cálculo se basa en los datos de superficies y producciones agrícolas procedentes de EUROSTAT.

Como se ha comentado, el programa ofrece los recursos potenciales del área de búsqueda, y por otro los disponibles.

El software funciona mediante un sencillo interfaz, en el cual se muestra un entorno geográfico de los países disponibles. Tras seleccionar la zona de estudio, permite calcular los recursos de biomasa existentes para un radio comprendido entre 1 y 100 km.

5. APLICACIÓN A LA CENTRAL TÉRMICA TERUEL

En el presente capítulo se va a aplicar la metodología descrita anteriormente, junto con la metodología desarrollada por Juana María Alarcón Rodríguez [48], para realizar un análisis energético, económico y medioambiental, junto con una evaluación de recursos, de la Central Térmica Teruel. Para ello se van a considerar los principales aspectos de funcionamiento, analizando los tres tipos de co-combustión directa.

A priori se pretende realizar una sustitución del 5% en energía, de carbón por biomasa. Esto supone producir 55,22 MW_e, aunque debe realizarse la evaluación de recursos de la zona para comprobar la disponibilidad.

5.1. Central Térmica Teruel

La Central Térmica de Teruel es una central convencional con ciclo de vapor de carbón pulverizado.

Consta de tres grupos de generación iguales con un rendimiento neto sobre PCI de 34,9% [29] y una potencia neta instalada de 1104,4 MW_e [31, 32, 33].

El principal combustible de la Central es el carbón de las minas de la provincia de Teruel. Dicho carbón se mezcla con carbones de importación, de bajo contenido en azufre, en el parque de homogeneización. La proporción es aproximadamente 75% lignitos de la zona y el resto hulla de importación [31].

Las calderas son Foster Wheeler, de circulación natural y con recalentamiento intermedio. Cada una de ellas produce 1.090 toneladas/hora de vapor sobrecalentado, a una presión de 165 bar y 540°C, con un consumo aproximado de 190 toneladas/hora de carbón [32].

5.2. Evaluación de recursos

A partir de la metodología descrita en el capítulo 3.3, se puede calcular la cantidad de recursos de biomasa disponibles en los alrededores de la Central Térmica Teruel.

Para ellos se introducen las coordenadas de la central (las coordenadas de proyección utilizada, ETRS89 Lambert Azimutal Equal Area, son x=3446796 m y=2047761 m) y se elige 50 km como radio de acción, y a continuación se realiza la misma operación para un radio de acción de 75 y 100 km

Se muestran en la Tabla 5 los recursos disponibles alrededor de 50, 75 y 100 km de la Central Térmica Teruel, en toneladas en base seca por año.

Tabla 5: Cantidad de recursos disponibles. Fuente [Biorase]

DISTANCIA	50 km		75 km		100 km	
Tipo biomasa	Cantidad (t.m.s/año)	Contenido energético (GJ/año)	Cantidad (t.m.s/año)	Contenido energético (GJ/año)	Cantidad (t.m.s/año)	Contenido energético (GJ/año)
Secano (paja de cereal)	85577	1461531	199444	3406199	315230	10869563
Regadío	38847	655068	72198	1217446	325331	5485906
Viñedo	1057	18798	14233	253016	28213	501546
Frutales	5460	93453	27720	474468	120225	2057781
Olivar	3198	57180	14625	261503	35336	631811
Dehesas con cultivo anual	1333	23063	1772	30658	1772	30658
Frondosas	11056	195051	39721	700725	60852	1073495
Coníferas	29213	553880	69565	1318952	95553	1811690
Mezcla coníferas frondosas	6352	116262	13793	252435	18052	330367
Matorral	22192	414216	44728	834850	68064	1270421
Subproductos de la industria	11612	81111	41928	281592	113641	566099
Total	204285	3669613	539730	8280844	1182269	24629337

La cantidad total disponible para un radio de 50 km es del orden de 204.000 toneladas/año, mientras que para 75 km en torno a las 540.000 toneladas/año y para 100 km sobre 1.182.269 toneladas/año en base seca.

Para sustituir un 5% de energía por biomasa en la Central Térmica Teruel, es necesaria una cantidad aproximada de 230000 toneladas/año. Se puede observar que para un radio de acción de 50 km es insuficiente, por ello se plantea ampliarlo a los 75 km. El consumo de biomasa para este radio supone el 42,5% de los recursos disponibles alrededor de la central. Supone consumir un porcentaje elevado de los recursos, por lo

que se propone aumentar este radio a los 100 km. Para esta distancia supone consumir el 19,4 % de los recursos disponibles, lo cual representa un porcentaje idóneo.

La mayor parte de recursos están constituidos por residuos agrícolas de regadío (28%), seguido de residuos agrícolas de secano (27%), como puede apreciarse en la Figura 7. A partir de estas proporciones y de las bases de datos específicos de las propiedades de la biomasa [34, 35], se calcula el PCI medio de la composición, que en este caso es de 17,62 MJ/kg.

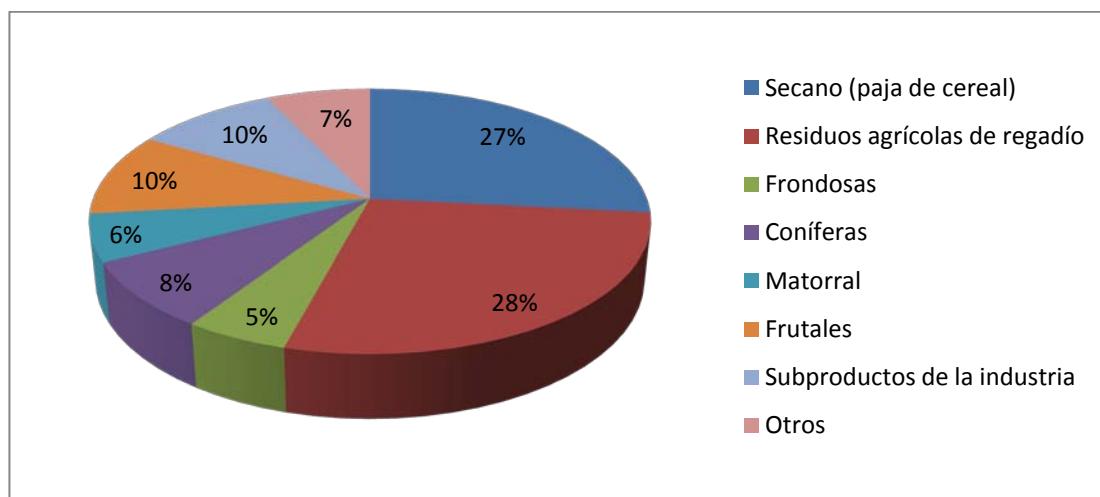


Figura 7: Distribución de recursos disponibles a 100 km [Elaboración propia]

Se muestra en la Tabla 6 la composición elemental promedio de las diversas biomasas:

Tabla 6: Composición de la biomasa promedio. Elaboración propia a partir de [34,35]

	C	H	O	N	Ceniza
Composición	47,79	5,66	37,47	1,02	7,18

La sustitución de los mencionados recursos en lugar de carbón, suponen instalar 55,22 MW_e brutos en la Central Térmica Teruel.

5.3. Variaciones técnicas de funcionamiento con co-combustión

Como ya se ha comentado en capítulos anteriores, la modificación de una central térmica de carbón pulverizado a co-combustión, produce una serie de modificaciones técnicas en la operación y el funcionamiento. Los principales parámetros que varía son

el rendimiento de la caldera (que afecta al rendimiento neto de la central) y los consumos en pretratamientos.

5.3.1. Metodología

Para estimar la disminución de rendimiento experimentada en la caldera, se ha desarrollado un programa con la aplicación EES (Engineering Equation Solver), que permite determinar el valor del rendimiento final, a partir del porcentaje de sustitución de biomasa junto con las condiciones técnicas de operación.

El programa se ha diseñado considerando los siguientes parámetros:

- Composición y PCI del carbón.
- Composición y PCI de la biomasa.
- % In quemados (CO, quemados en residuo sólido).
- Temperatura ambiente, de gases de escape y de cenizas
- % Exceso de aire

A partir de estos datos se procede al cálculo del rendimiento térmico sobre PCI mediante el método de pérdidas separadas, considerando las siguientes pérdidas; calor sensible de gases, calor sensible de residuos, combustible quemado, monóxido de carbono y cenizas (ecuación 6). Las variaciones de funcionamiento entre los diversos sistemas de estudio corresponden al porcentaje de quemados (CO y C), el residuo sólido (% cenizas) y el exceso de aire.

$$\eta_{final} = 1 - P_{gs} - P_{yr} - P_c - P_{co} - P_{cen} \quad (6)$$

Para poder comparar los valores obtenidos en EES, se ha realizado una extensa revisión bibliográfica, que se refleja en la Figura 8, en base a experiencias de co-combustión, en la que se muestran porcentajes de disminución de rendimiento en función del porcentaje de sustitución de energía.

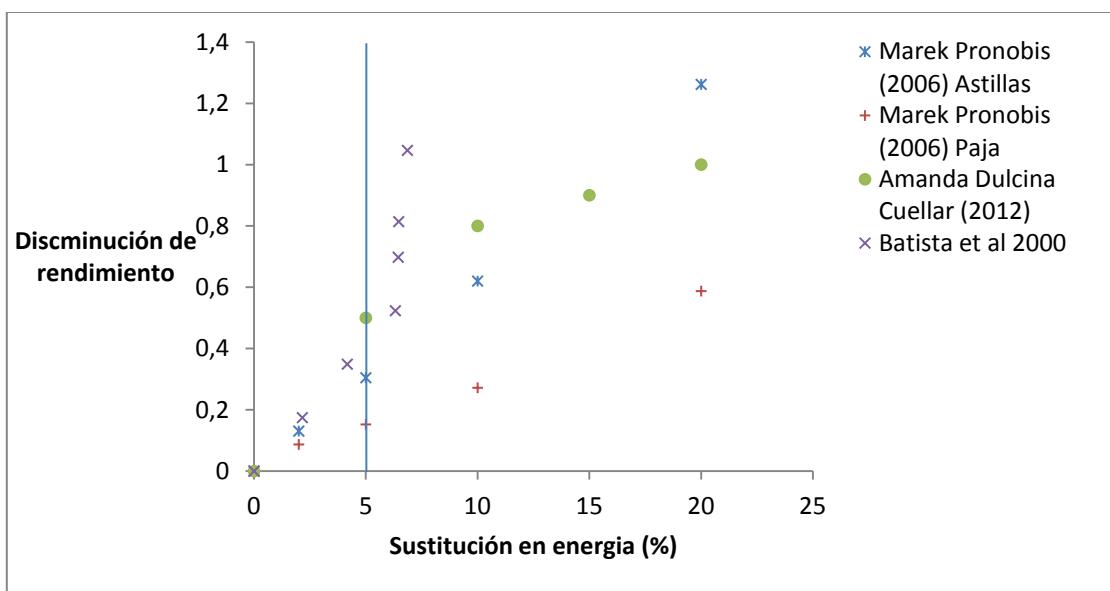


Figura 8: Disminución del rendimiento en función del porcentaje de sustitución en energía.

Elaboración propia a partir de [9,10,11,12,13].

Por lo general, y como puede observarse en la Figura 8, la disminución de rendimiento es creciente conforme aumenta el porcentaje de energía de sustitución de biomasa por carbón. Para un 5% de sustitución de biomasa por carbón, en términos de energía, las experiencias analizadas muestran una disminución de entre 0,2 y 0,5 puntos porcentuales sobre el rendimiento neto de la central sobre PCI. Este rango permitirá contrastar los datos obtenidos por la simulación.

5.3.2. Aplicación a Central Térmica Teruel

La Central Térmica Teruel consume un carbón con una composición promedio como se muestra en la Tabla 7, compuesto por un 75% de carbón local y 25% procedente de Sudáfrica [36, 37].

Tabla 7: Composición del carbón y la biomasa promedio C.T.Teruel [Elaboración propia]

	Carbón
C %	49,39
H %	3,44
O %	10,07
N %	1,04
S %	5,23
Cenizas %	24,99
Humedad %	5,84
PCI (kJ/kg)	18670,25

- **Exceso de aire:** el exceso de aire es un factor determinante en la disminución de rendimiento en caldera y, adicionalmente, va a suponer un incremento en el consumo de ventiladores al aumentar el caudal volumétrico de aire y gases. Esto se debe principalmente a la diferencia de tamaño entre las partículas de carbón y las de biomasa. Puesto que una central de carbón convencional suele operar con un exceso del 20% [38], en co-combustión se tendrá un exceso mayor. El exceso para co-combustión con quemadores específicos de biomasa pulverizada y sin quemadores específicos, se supone del 22,5% y el 25% respectivamente. Para la cámara torsional, debido a que no existen experiencias, se supone igual que para el caso de quemadores específicos de biomasa pulverizada, aunque posiblemente sea menor por el mayor recorrido de las partículas.
- **Inquemados:** como no se dispone de datos exactos, se han supuesto las siguientes aproximaciones. La combustión que tiene lugar en la central convencional es muy buena, por tanto se estima un 1% de inquemados. Para el caso de sin quemadores específicos de biomasa, al existir una diferencia entre el tamaño de las partículas y no ser un quemador adecuado para biomasa, se considera un 4%. Finalmente, se considera un 2% de inquemados para quemadores específicos de biomasa.

Teniendo en cuenta estos parámetros y un porcentaje de sustitución del 5%, se obtienen los siguientes reflejados en la Tabla 8:

Tabla 8: Condiciones de operación en co-combustión para un 5% de sustitución [Elaboración propia]

	Exceso de aire	% C residuo	Incremento caudal volumétrico aire y gases %	% Disminución rendimiento sobre PCI
CT de Carbón	20	1	0	0
Co-co sin quemadores	25	4	5,44	1,64
Co-co con quemadores *	22,5	2	2,33	0,5

Para la cámara torsional se obtiene una disminución de 0,5 puntos porcentuales, que se encuentra dentro del rango de las experiencias analizadas en el capítulo 5.3.1.

5.4. Análisis energético

A continuación se aplica la metodología descrita en el capítulo 4.1., para realizar el análisis energético de la Central Térmica Teruel. Para ello se precisan una serie de datos de entrada, que se detallan en la Tabla 9. El último dato de la tabla es el valor del rendimiento del proceso de producción eléctrica integro con carbón.

Tabla 9: Datos para el análisis energético [Elaboración propia]

Datos	Valor	Referencia
$\eta_{netoPCI}$	0,349	[29]
TRE _{Carbón}	54	[28], [39], [40], [41]
TRE _{Biomasa}	27	[12], [40], [41]
PCI _{Biomasa}	17.606 (kJ/kg)	Bioraise
% Sustitución	5	
$\eta_{carbón}$	0,34265	[Elaboración propia]

Tras evaluar la influencia del carbón utilizado y un porcentaje de sustitución del 5% en energía sobre PCI, se presentan los resultados obtenidos en la Tabla 10 para los tres casos de estudio.

Tabla 10: Resultados obtenidos en el análisis energético [Elaboración propia a partir de simulación]

Resultados	Sin quemadores	Con quemadores	Cámara torsional
η_{co-co}	0,31988	0,32726	0,33769
Flujo biomasa (kg/s)	9,03093	9,00108	9,00108
Dimensionamiento pretratamientos (kW)	3622	2431	749
$\eta_{proceso-co-co}$	0,34729	0,34844	0,34844

Para los casos de co-combustión estudiados, la cámara torsional y los quemadores específicos de biomasa pulverizada, representan la mejor opción en el proceso neto de producción eléctrica. Sin embargo el rendimiento de la central de co-combustión con cámara torsional es mayor, por requerir un menor consumo en pretratamientos.

5.5. Análisis económico

A partir de la metodología descrita en el capítulo 3.2. se realiza el análisis económico de la central Térmica Teruel, para estudiar la viabilidad económica de los tres casos de estudio.

Los principales datos de entrada para el estudio son el rendimiento neto de la central sobre PCI, los costes de pretratamientos, los costes de inversión y reformas.

Se ha considerado un tiempo de operación anual de 7.000 horas, de acuerdo a previsiones para 10 años de nuevos proyectos de co-combustión en Europa [42].

Se muestran en la Tabla 11 los siguientes datos generales considerados.

Tabla 11: Datos de funcionamiento general [Elaboración propia]

Datos generales	
Periodo de amortización (años)	15
Interés de amortización (%)	5
Derechos de emisión (€/tCO ₂)	12
Precio del carbón (c€/kWh, PCI)	0,9 [43]
Precio de la electricidad (c€/kWh)	5

En base a antiguas inversiones de la Central Térmica Teruel, se ha considerado un periodo de amortización de 15 años, con un interés al 5% [44]. El precio de los derechos de emisión se ha fijado en 12 euros por cada tonelada de CO₂ [44, 45]. Actualmente este precio es mucho menor pero previsiblemente es una situación que va a cambiar en los próximos años. Para cumplir con los objetivos europeos de 2020, de producir al menos un 20% del total de la energía a partir de sistemas renovables [47], se espera que el estado incentive esta producción con una nueva ley en los próximos años. Por ello se ha considerado una prima conservadora de 1 c€/kWh producido a partir de biomasa.

Para el cálculo del precio de la electricidad se ha obtenido un valor aproximado de entre todos los precios de mercado en el último año [46]. En lo referente al precio de la biomasa, no es un valor fácilmente cuantificable, pudiéndose considerar aceptables entre 1 y 1,5 c€/kWh.

Los resultados calculados representan el incremento en el beneficio neto que se obtiene con la aplicación de las tres tecnologías de co-combustión analizadas, respecto a la situación inicial de operación con carbón.

Las Figuras 9, 10 y 11 muestran los indicadores económicos considerados en este estudio, analizados siempre en función del coste de la biomasa: beneficios (k€/año), Valor Actual Neto (VAN, M€) y Tasa Interna de Retorno (TIR, %) respectivamente.

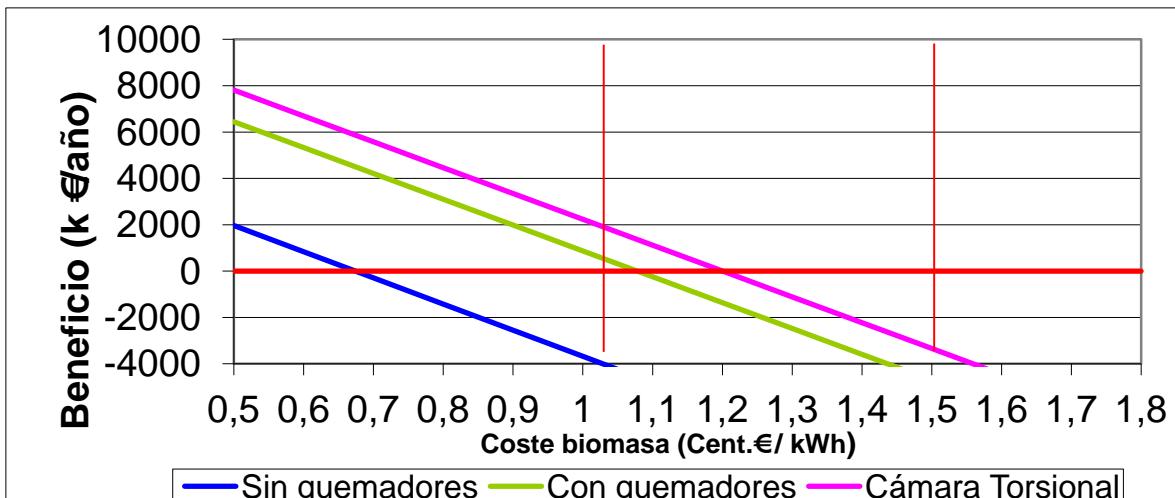


Figura 9: Beneficio neto en función del precio de la biomasa [Elaboración propia]

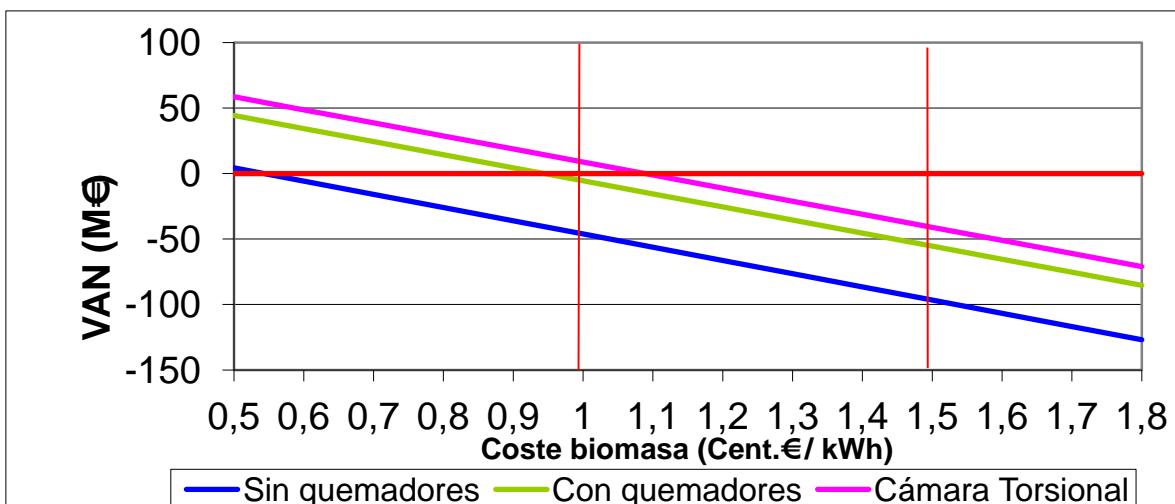


Figura 10: Valor Actual Neto (VAN) en función del precio de la biomasa [Elaboración propia]

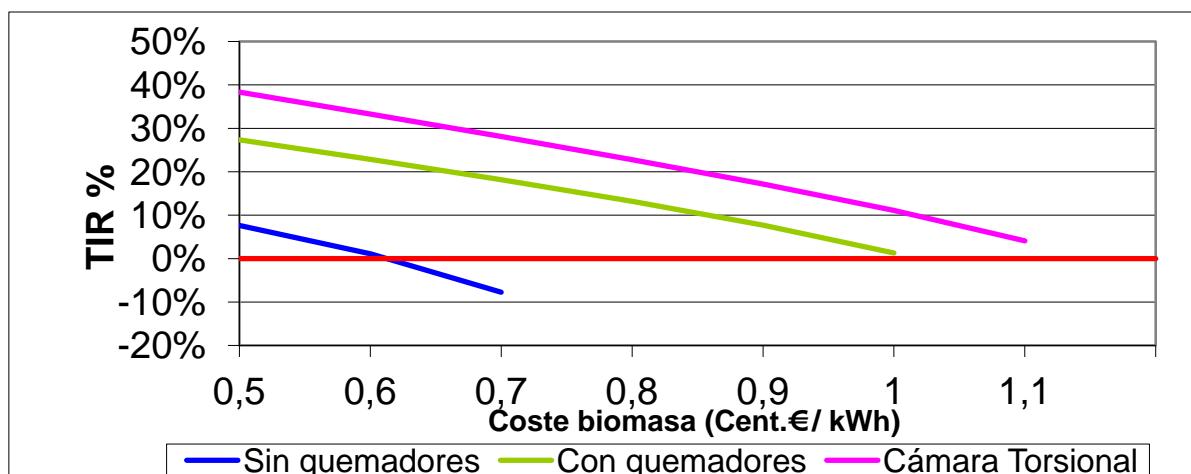


Figura 11: Tasa Interna de Retorno (TIR) en función del precio de la biomasa [Elaboración propia]

Cabe destacar que se han considerado precios bajos para el derecho de emisión, cuando las perspectivas de incremento son mayores, por lo que supondrá una fuente de ingresos importante. Los resultados muestran que con una prima de 1 c€Kwh, la cámara torsional resulta rentable para precios de biomasa razonables.

Por otro lado los quemadores específicos de biomasa también obtienen beneficio, pero a precios de biomasa muy bajos. Para el caso de sin quemadores, la opción es inviable económicamente.

5.6. Análisis ambiental

A partir de la metodología desarrollada por Juana María Alarcón Rodríguez [48], se procede a realizar la evaluación ambiental de la Central Térmica Teruel. Dicho análisis de ciclo de vida (ACV) evalúa la categoría de calentamiento global.

Se muestra en la Tabla 12 el consumo de combustible por TJ_e producido, para cada una de las tres tecnologías de estudio, siendo dependiente del rendimiento global de la central.

Tabla 12: Consumo de combustible en cada tecnología comparada [Elaboración propia]

	Consumo Carbón t/TJe producido	Consumo biomasa t/TJe producido
C.T. Carbón	153,47	-
Co-co sin quemadores	148,54	8,28
Co-co con quemadores	146,75	8,18
Co-co cámara torsional	146,75	8,18

El objetivo principal de este análisis ambiental es cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero expresada en kg de CO₂ equivalentes por cada TJ_e producido. Se muestra a continuación en la Figura 12 las emisiones finales generadas por cada tecnología de estudio.

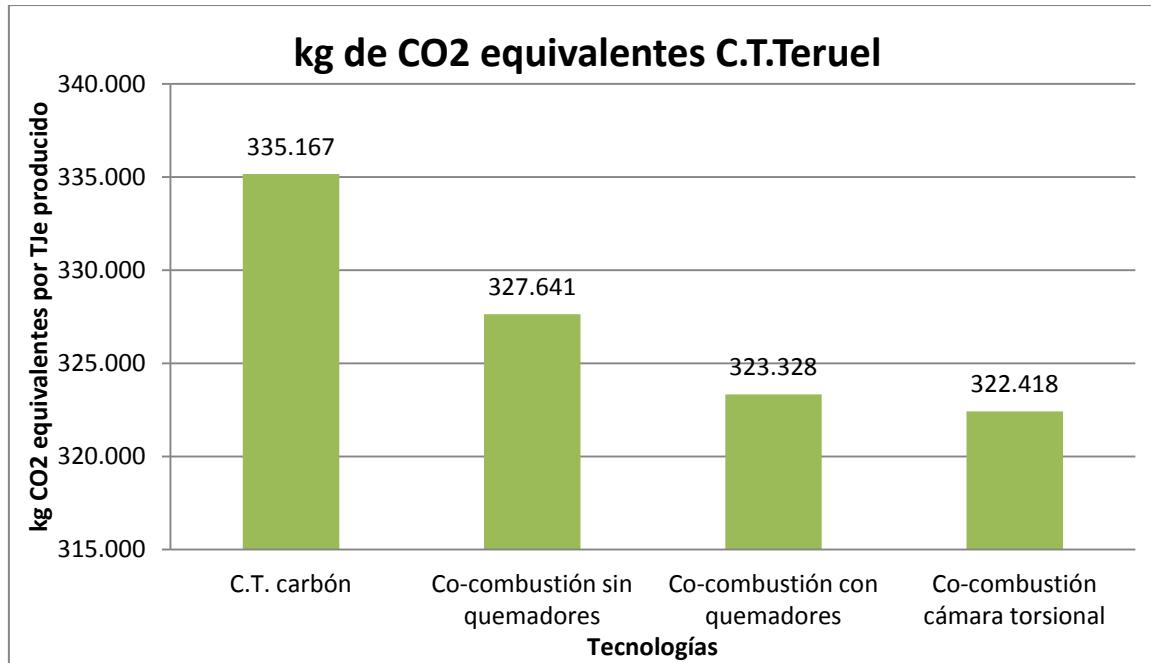


Figura 12: Evaluación de impacto en el ACV para las tecnologías comparadas [Elaboración propia]

En la Tabla 13 se muestran las emisiones evitadas, tras la implantación de cada una de las tres tecnologías de estudio, junto con el porcentaje de reducción de las mismas, obtenidos del análisis ambiental.

Tabla 13: Emisiones evitadas de CO₂ y porcentaje de reducción en las mismas con respecto a la central convencional [Elaboración propia]

	Emisiones totales CO ₂ evitadas (kg/TJ _e producido)	% reducción de emisiones de CO ₂
Co-combustión sin quemadores	7526	2,24
Co-combustión con quemadores	11839	3,53
Co-combustión cámara torsional	12749	3,81

Dados los resultados obtenidos, la cámara torsional es la tecnología con menor potencial de calentamiento. Ello se debe a que permite tamaños de partícula mayores, lo que reduce de manera considerable el consumo en pretratamientos, que se traducen en menores emisiones equivalentes de CO₂. Para un porcentaje de sustitución del 5% se produce una reducción del 3,81% sobre el total de las emisiones. Este valor es algo menor que el porcentaje de sustitución, debido a la producción, transporte y pretratamiento de la biomasa, que si presentan emisiones. La instalación de co-combustión con quemadores específicos de biomasa presenta resultados similares, pero siempre más desfavorables que la cámara torsional.

Por tanto la tecnología más ventajosa, en cuanto a términos ambientales se refiere, es la cámara torsional.

6. CONCLUSIONES

Todos los sistemas de co-combustión estudiados presentan una disminución de rendimiento neto de la central, siendo la cámara torsional junto con los quemadores específicos los que menor disminución generan.

Respecto al impacto ambiental, todas las tecnologías presentan una reducción de emisiones de CO₂, siendo la cámara torsional el mejor de los casos de estudio. Este hecho viene motivado por su menor consumo energético en los pretratamientos.

En cuanto a inversiones, la cámara torsional representa la opción más económica, a pesar de que la reforma en caldera sea mayor que en el caso de no disponer de quemadores específicos de biomasa. Los costes de inversión en pretratamientos son mucho menores, así como su operación. Para el caso estudiado, con una prima de 1 c€/kWh y un precio de la biomasa de 1,2 c€/kWh, la cámara torsional resulta rentable.

A pesar de que es necesario llevar a cabo un detallado estudio aerodinámico para optimizar la situación y operación de las cámaras torsionales, se llega a la conclusión de que la generación de electricidad con biomasa (55,22 MW) mediante co-combustión con cámara torsional en la Central Térmica Teruel, aprovechando los recursos disponibles en un radio de 100 km y con una prima de 1 c€/kWh es técnica y económicamente factible.

Este sistema de co-combustión, de entre los estudiados, es el que presenta mejores resultados energéticos, medioambientales y económicos. Esto se debe a la menor penalización de rendimiento, bajo consumo de pretratamientos y baja inversión.

Ello hace que esta tecnología pueda llegar a ser una de las más interesantes alternativas de co-combustión en el futuro, desde el punto de vista energético, medioambiental y económico, tanto para la Central Térmica Teruel como para otras centrales de carbón pulverizado.

7. REFERENCIAS

- [1] <<http://www.naturgasenergia.com>> última consulta 5-06-2013
- [2] Spliethoff, H., Hein, K.R.G.(1995), *Combined combustion of coal and biomass in pulverized fuel and fluidized bed systems*, IVD, University of Stuttgart. 3rd Int. Conf. On Combustion Technology, 3-6 July
- [3] Bemtgen, J.M.; Hein, K.R.G., Minchener, A.J. (1995), *Combined combustion of Biomass/Sewage Sludge and Coal*, Volume II: Final Report, IVD, University of Stuttgart. ISBN 3-928123-16-5
- [4] Sebastián, F., Garcia-Galindo, D., Rezeau, A. (2010), *Energía de la biomasa*, 1º edición, (volumen I), Prensas universitarias de Zaragoza.
- [5] Larry Baxter, (2005), *Biomass – coal co-combustion: opportunity for affordable renewable energy*, Fuel, Volume 84, Issue 10, July 2005, Pages 1295-1302
- [6] Julia Hansson, Göran Berrndes, Filip Johnsson, Jan Kjärstad, (2009), *Co-firing biomass with coal for electricity generation – An assessment of the potential in EU27*, Energy Policy, Volume 37, Issue 4, April 2009, Pages 1444-1455
- [7] Tejero, I., Trujillo, A., León, E. H. (2000), *An Efficient Technology for The Combustion of Biomass*, 1st World Conference and Exhibition on Biomass for Energy and Industry., 5-9 June. Sevilla, España.
- [8] Canalís, P., Velilla, J., Espatolero, S. (2004), *Laboratorio de tecnologías de combustión y co-combustión de biomasa*, Energética XXI – nº 33, pp. 70-74.
- [9] Fundación CIRCE (2005), *Co-combustión de carbón y biomasa con cámara torsional*, Premios novare : proyectos i+d+i en energía
- [10] Amanda Dulcinea Cuellar (2009), *Plant Power: The Cost of Using Biomass for Power Generation and Potential for Decreased Greenhouse Gas Emissions*, B.S. Chemical Engineering, B.A. Plan II Honors The University of Texas at Austin
- [11] M.K. Mann , P.L Spath (2001), *A life cycle assessment of biomass cofiring in a coal-fired power plant*, Clean Prod Process, pp 81-91
- [12] Joseph J. Battista Jr., Evan E. Hughes, David A. Tillman (2000), *Biomass cofiring at Seward Station*; Biomass and Bioenergy 19 pp 419-427
- [13] Marek Pronobis (2006), *The influence of biomass co-combustion on boiler fouling and efficiency*, Fuel 85, pp 474–480.

- [14] Antares group, Inc., Parson Power (1996), *Utility coal-biomass co-firing plan opportunities and conceptual assessments*, Final report Prepared for the Northeast Regional Biomass Program and the United States Department of Energy. Dec 13.
- [15] Canalís, P., Palacio, J., Pascual, J., Royo, J., Sebastián, F., Tapia, R. (2002), *Co-firing of low rank coal and biomass: A promising pilot experience*, International conference on new and renewable technologies for sustainable development, June 24-26 June, Azores, Portugal, pp 173-184.
- [16] Tillman D.A (2000), *Biomass cofiring: The technology, the experience, the combustion consequences*, Biomass and Bioenergy 19, p 365-384.
- [17] Adapa & al (2011), *Grinding performance and physical properties of non-treated and steam exploded barley, canola, oat and wheat Straw*, biomass and bioenergy 35, Volume 27, Issue 4, October 2004, Pages 339-384.
- [18] Mani & al (2004), *Grinding performance and physical properties of wheat and barley straws,corn stover and switchgrass*, Biomass and Bioenergy 27, pp 339-352
- [19] Gil & al (), *Evaluation of milling energy requirements of biomass residues in a semi-industrial pilot plant for co-firing*, CIRCE, Centre of Research for Energy Resources and Consumption
- [20] Joseph J. Battista Jr., Evan E. Hughes, David A. Tillman (2000), *Biomass cofiring at Seward Station*; Biomass and Bioenergy 19, pp 419-427
- [21] Marek Pronobis (2006) *The influence of biomass co-combustion on boiler fouling and efficiency*, Fuel 85 pp 474–480 ;
- [22] McIlveen-Wright, D., Huang, Y., Rezvani, S., Redpath, D., Anderson, M., Dave, A.. Hewitt, N.(2013), *A technical and economic analysis of three large scale biomass combustion plants in the UK*, Applied Energy, Volume 112, December 2013, Pages 395-404.
- [23] IEA-ETSAP and IRENA (2013), Biomass co-firing. Technology Brief E21 – January
- [24] Van Ree R., Korbee, R., Meijer, R., Konings, T., Van Aart, F. (2001), *Operational experiences of (in)direct cocombustion in coal and gas fired power plants in Europe. ECN/Kema contribution to Power-Gen Europe*, 29-31 May, Brussels, Belgium.

- [25] Basu, P., Butler,J., Leon, M.,(2011), *Biomass. co-firing options on the emission reduction and electricity generation costs in coal-fired power plants*, Renewable Energy, 36, 282-288.
- [26] Amanda Dulcinea Cuellar (2009), *Plant Power: The Cost of Using Biomass for Power Generation and Potential for Decreased Greenhouse Gas Emissions*, B.S. Chemical Engineering, B.A. Plan II Honors The University of Texas at Austin
- [27] Thiago L. Romanelli, Marcos Milan, (2010), *Energy performance of a production system of eucaliptus*, Revista Brasileria de Engenharia Agrícola e Ambiental
- [28] D. WeiBach, G. Ruprecht, A. Huke, K. Czerski, S. Gottlieb, A. hussein, (2013), *Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants*, Energy, Volume 52, April 2013, Pages 210-221.
- [29] Javier Royo, Fernando Sebastián, Daniel García-Galindo, Maider Gómez, Maryori Díaz, (2012). *Large-scale analysis of GHG (greenhouse gas) reduction by means of biomass co-firing at country-scale: Application to the Spanish case*, Energy, Volume 48, Issue 1, December 2012, Pages 255-267.
- [30] <<http://bioraise.ciemat.es/bioraise/>> última consulta 5-11-2013
- [31] Florencio Alonso Albornoz, (2010), *Declaración Medioambiental C.T.T. Teruel*, Endesa
- [32] Manuel Galve Dolz, *La central térmica de Andorra*, Endesa
- [33] Antonio Elía, García Martínez, (2012), *La Co-combustión de biomasa en las CT de carbón de Endesa*, Endesa
- [34] <<http://www.ecn.nl/phyllis2/>> última consulta 5-11-2013
- [35] <<http://www.bios-energy.at/>> última consulta 5-11-2013
- [36] J.Barroso, J.Ballester, L.M. Ferrer, (2006), *Study of coal ash deposition in an entrained flow reactor: Influence of coal type, blend composition and operating conditions*, Fuel processing technology
- [37] G. Fernández-Martínez, J.M. López-Vilariño, P. López-Mahía, S. Mniategui-Lorenzo, D. Prada-Rodríguez, E. Abad, J. Rivera (2004), *First assessment of dioxin emissions from coal-fired power stations in Spain* , Chemosphere, Volume 87, Issue 8, August 2006, Pages 737-752.

- [38] Prieto,I. *La combustión en las centrales térmicas*. Universidad de Oviedo. Disponible en <<http://ocw.uniovi.es>>.
- [39] Jessica Lambert, Charles Hall, Steve Balogh, Alex Poisson, Ajay Gupta, (2012), *EROI of Global Energy Resources. State University of New York*, College of Environmental Science and Forestry
- [40] Ajay K. Gupta, and Charles A.S. Hall, (2011), *A review of the Past Current State of EROI Data. Sustainability*.
- [41] Cutler J. Cleveland, (2005), *Net energy from the extraction of oil and gas in the United States*, Energy, pp 762-782.
- [42] Andreas Lüschen, Reinhard Madlener, (2012), *Economic viability of biomass cofiring in new hard-coal plants in Germany*, Biomass & Bioenergy, Volume 57, October 2013, Pages 33-47.
- [43] Jesús María Escosa González, (2009), *Reducción de emisiones de dióxido de carbono en centrales térmicas de carbón pulverizado. Repotenciación y ciclo de captura óxido de calcio-carbonato cálcico*, Tesis
- [44] Hana Gerbalova, Peter Versteeg, Christos S. Ioakimidis, Paulo Ferrao, The effect of retrofitting Portuguese fossil fuel power plants with CCS. Applied Energy
- [45] Bettine Susanne Hoffmann, Alexandre Szklo, Roberto Schaeffer (2012), An evaluation of the techno-economic potential of co-firing coal with woody biomass in thermal power plants in the south of Brazil, Biomass & Bioenergy
- [46] <<http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>> última consulta 5-11-2013
- [47] Manuel Burgos-Payán, Juan Manuel Roldán-Fernández, Ángel Luis Trigo-García, Juan Manuel Bermúdez-Ríos, Jesús Manuel Riquelme-Santos (2013), Costs and benefits of the renewable production of electricity in Spain, Energy Policy, Volume 56, May 2013, Pages 259-270.
- [48] Alarcón Rodríguez (2013), *Ánalisis energético, económico y medioambiental de la co-combustión con cámara torsional en la C.T. de Lada IV*