



# UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

## TESIS DOCTORAL

Título
<b>Análisis de la problemática e investigación de aspectos avanzados de la generación eléctrica con biomasa</b>
Autor/es
<b>José Antonio Ruiz Bermejo</b>
Director/es
Manuel Celso Juárez Castelló
Facultad
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Titulación
Departamento
Ingeniería Mecánica
Curso Académico



**Análisis de la problemática e investigación de aspectos avanzados de la generación eléctrica con biomasa**, tesis doctoral de José Antonio Ruiz Bermejo, dirigida por Manuel Celso Juárez Castelló (publicada por la Universidad de La Rioja), se difunde bajo una Licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported. Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los titulares del copyright.

© El autor  
© Universidad de La Rioja, Servicio de Publicaciones, 2014  
publicaciones.unirioja.es  
E-mail: publicaciones@unirioja.es

# ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA E INVESTIGACIÓN DE ASPECTOS AVANZADOS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA

**TESIS DOCTORAL**

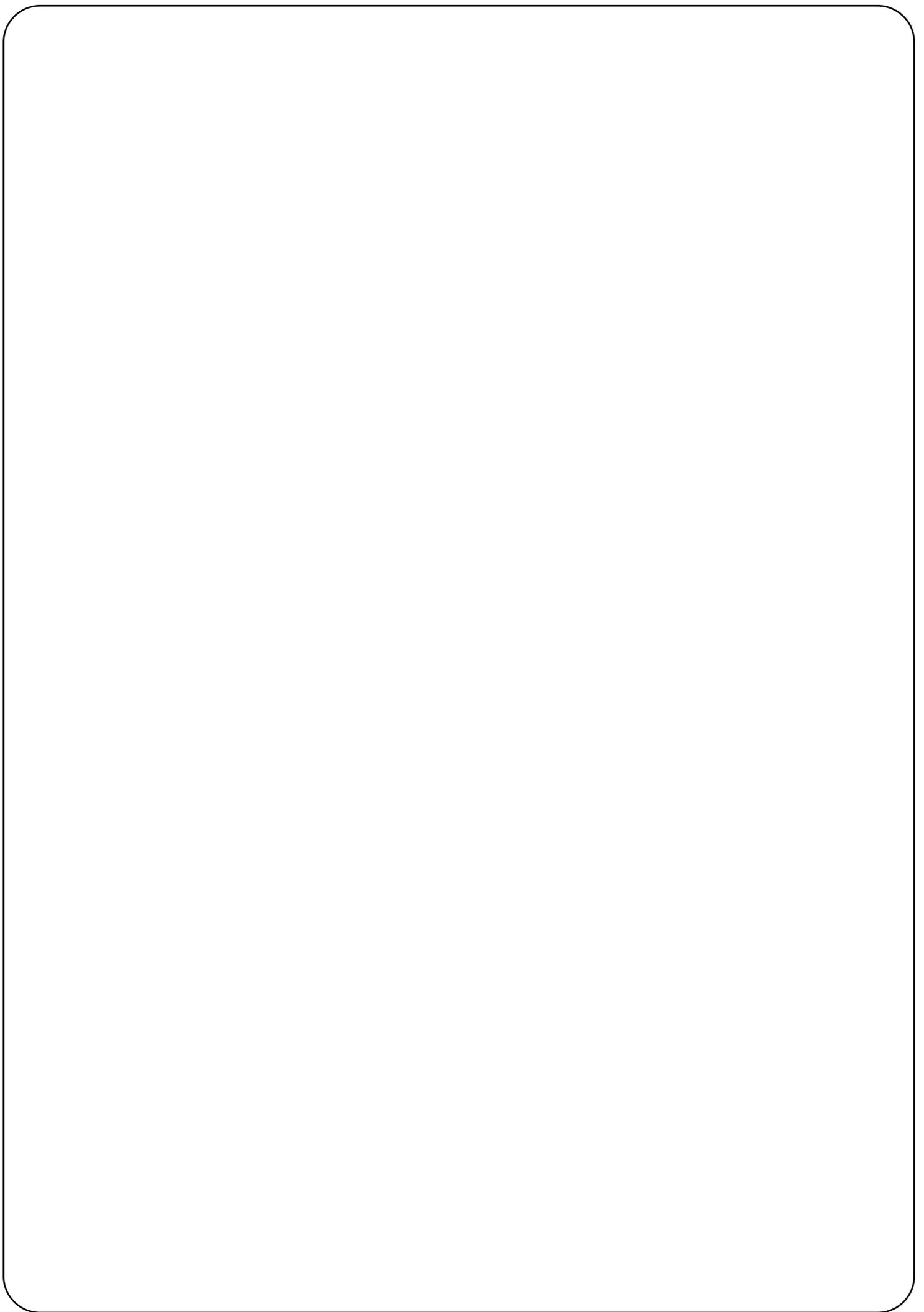


**UNIVERSIDAD  
DE LA RIOJA**

Autor: JOSE ANTONIO RUIZ BERMEJO

Director: MANUEL CELSO JUAREZ CASTELLÓ

Logroño mayo de 2013



**ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA E  
INVESTIGACIÓN DE ASPECTOS AVANZADOS DE  
LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA**

---

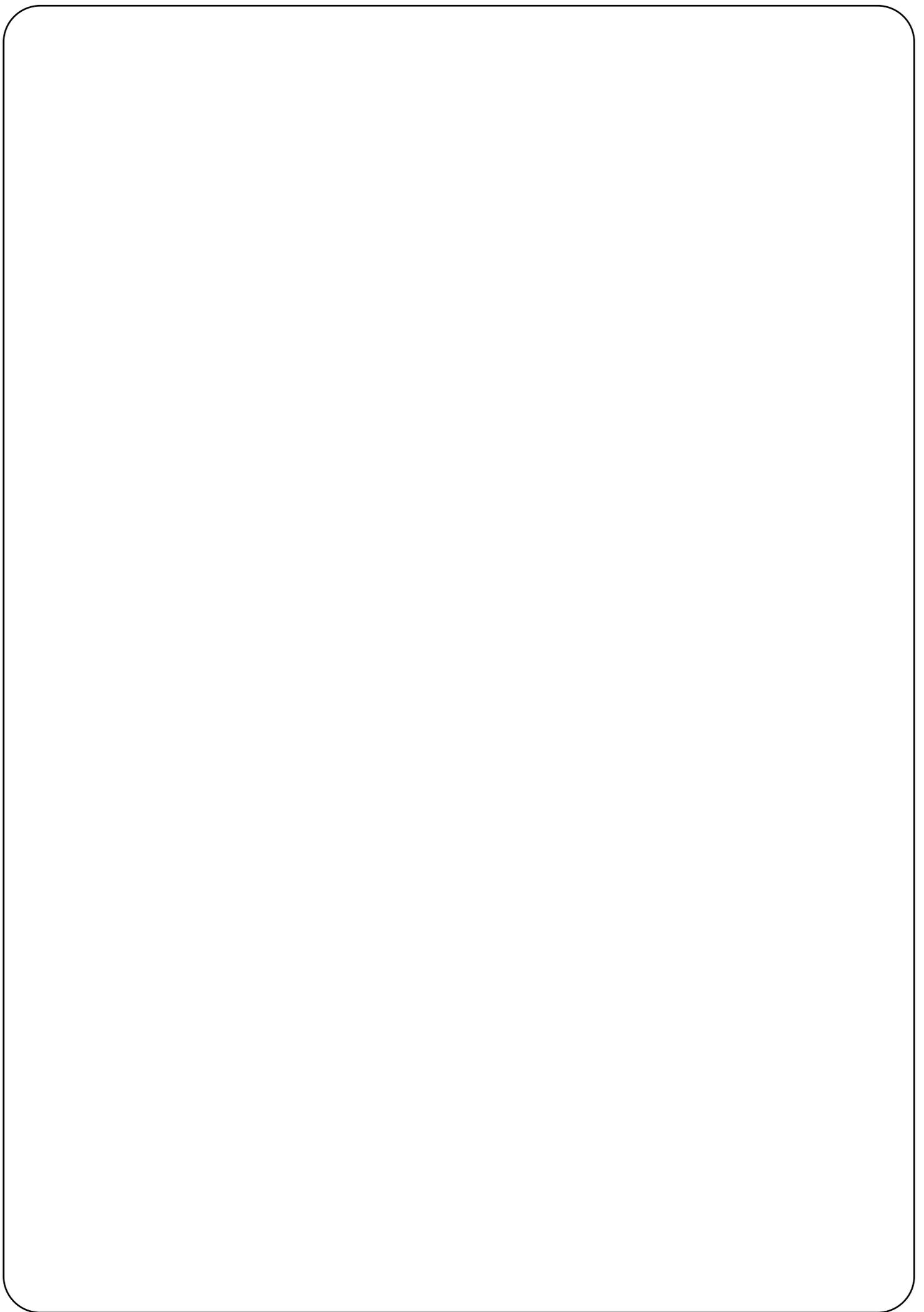
**TESIS DOCTORAL**



**UNIVERSIDAD DE LA RIOJA**

**Autor: JOSE ANTONIO RUIZ BERMEJO**

**Director: MANUEL CELSO JUAREZ CASTELLÓ**



### **DEDICATORIA**

***A la memoria de mi madre y hermano, que sin duda les hubiera gustado compartir estos momentos.***

***A mi padre y hermanas, que me ha apoyado en mis decisiones más importantes.***

***A Laura, que ha sido mi cimiento base para que pudiera escribir esta Tesis.***

***A mis dos hijos que están en camino.***

### **AGRADECIMIENTO**

***Al Dr. Manuel Celso Juárez Castelló, Director de mi Tesis, que ha sido mi brújula en este largo camino que hemos recorrido.***



# ÍNDICE

<i>PROLOGO</i> .....	1
<i>Capítulo 0 OBJETIVOS</i> .....	3
0.1. <i>OBJETIVOS GENERALES</i> .....	3
0.2. <i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i> .....	3
<i>Capítulo 1 ANTECEDENTES</i> .....	7
1.1. <i>CONCEPTOS GENERALES SOBRE BIOMASA</i> .....	7
1.1.1. <i>INTRODUCCIÓN</i> .....	7
1.1.2. <i>ORIGEN DE LA ENERGÍA DE LA BIOMASA</i> .....	8
1.1.2.1. <i>Ecosistemas Silvestres</i> .....	9
1.1.2.2. <i>Biomasa Residual</i> .....	9
1.1.2.3. <i>Cultivos Energéticos</i> .....	10
1.1.2.4. <i>Biomasa Fósil</i> .....	11
1.1.3. <i>PRINCIPALES TIPOS DE BIOMASA</i> .....	11
1.1.4. <i>ESTRUCTURA DE LA BIOMASA</i> .....	14
1.1.5. <i>CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS COMBUSTIBLES BIOMÁSICOS</i> .....	15
1.1.5.1. <i>Ratio Atómico</i> .....	15
1.1.5.2. <i>Ratio De Materia Lignocelulosica</i> .....	17
1.1.5.3. <i>Diagrama Ternario</i> .....	18
1.1.6. <i>POTENCIAL DE LA ENERGÍA DE LA BIOMASA</i> .....	19
1.1.7. <i>ASPECTOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA BIOMASA</i> .....	20
1.2. <i>METODOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA EN ENERGÍAS</i> .....	21
1.2.1. <i>INTRODUCCIÓN</i> .....	21
1.2.2. <i>CONVERSIÓN FÍSICA</i> .....	22
1.2.2.1. <i>Astillado</i> .....	24
1.2.2.2. <i>Briquetado</i> .....	25
1.2.2.3. <i>Peletizado</i> .....	26
1.2.3. <i>CONVERSIÓN BIOQUÍMICA-QUÍMICA</i> .....	26
1.2.3.1. <i>Digestión</i> .....	27
1.2.3.2. <i>Fermentación</i> .....	28
1.2.3.3. <i>Transesterificación</i> .....	29
1.2.4. <i>CONVERSIÓN TERMOQUÍMICA</i> .....	30

1.2.4.1.	Combustión.....	30
1.2.4.2.	Pirolisis .....	32
1.2.4.3.	Gasificación.....	33
1.2.4.4.	Licuefacción .....	34
1.3.	ANÁLISIS DE LA NORMATIVA ESPAÑOLA SOBRE BIOMASA COMO ENERGÍA PRIMARIA: CONSECUENCIAS DE LA MISMA.....	35
1.3.1.	INTRODUCCIÓN.....	35
1.3.2.	Legislación vigente .....	36
1.3.2.1.	Legislación Comunitaria .....	36
1.3.2.2.	Legislación Nacional.....	39
1.3.3.	Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 [14].....	46
1.3.3.1.	Antecedentes: Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 .....	47
1.3.3.2.	Objetivos del PER 2011-2020 .....	48
1.3.3.3.	Medidas contempladas en el Plan Energías Renovables 2011-2020 para el fomento del uso de la biomasa	50
1.3.4.	Estado actual del uso de la biomasa como energía primaria .....	56
1.3.5.	Conclusiones .....	61
	Capítulo 2 LOGÍSTICA DE LA BIOMASA.....	65
2.1.	MANIPULACIÓN DE LA BIOMASA.....	65
2.1.1.	INTRODUCCIÓN.....	65
2.1.2.	CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO ENERGÉTICO DE SISTEMA DE BIOMASA.....	66
2.1.3.	SISTEMA DE MANIPULACIÓN DE LA BIOMASA .....	67
2.1.3.1.	Recepción.....	69
2.1.3.2.	Almacenaje .....	70
2.1.3.3.	Preparación de la biomasa .....	76
2.1.3.4.	Cintas transportadoras.....	80
2.1.3.5.	Alimentación.....	81
2.1.4.	ALIMENTADORES DE BIOMASA.....	81
2.1.4.1.	Sistema de alimentación para combustibles empacados .....	81
2.1.4.2.	Sistema de alimentación para combustibles no empacados .....	83
2.1.4.3.	Tipos de alimentadores .....	83
2.2.	ANÁLISIS DEL COSTE ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL DE LA LOGÍSTICA DE LA BIOMASA.....	87

2.2.1.	INTRODUCCIÓN.....	87
2.2.2.	ANTECEDENTES.....	88
2.2.2.1.	ENERGÍA PRIMARIA CONSUMIDA EN LAS FASES DE RECOGIDA Y TRANSPORTE.....	88
2.2.2.2.	DISTANCIAS ÓPTIMAS DE RECOGIDA DE BIOMASA EN RELACIÓN A LA PLANTA Y COSTES LOGÍSTICOS 90	
2.2.2.3.	EVALUACIÓN DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> .....	94
2.2.2.4.	SUPERFICIES DE CULTIVO/ RECOGIDA DE LA BIOMASA.....	97
2.2.3.	CASO A ESTUDIO: PLANTAS DE 2 MWe .....	98
2.2.3.1.	Energía Primaria consumida en las fases de recogida/transporte y costes logísticos.....	99
2.2.3.2.	Evaluación de emisiones de CO <sub>2</sub> para plantas de 2 MWe.....	101
2.2.3.3.	Determinación de superficies de recogida necesarias de biomasa para plantas de 2 MWe .....	102
2.2.3.4.	Discusión de los resultados .....	103
2.2.4.	CONCLUSIONES.....	106
Capítulo 3 COMBUSTIÓN O GASIFICACIÓN DE BIOMASA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA. OPINIÓN DE LOS PROFESIONALES DEL SECTOR.....		109
3.1.	Introducción.....	109
3.2.	Metodología .....	112
3.3.	Resultados de las encuestas.....	115
3.3.1.	Objetivos planteados por el PER 2011-2020 sobre la biomasa .....	115
3.3.2.	Horas de operación anuales de las plantas de generación eléctrica con biomasa.....	118
3.3.3.	Plantas de 2 a 10 MW: ¿combustión o gasificación? .....	119
3.3.4.	Principales problemas técnicos de una planta de combustión.....	123
3.3.5.	Gasificación: ¿proceso estable en plantas de 0,5 a 2 MW? .....	125
3.3.6.	Logística de la biomasa .....	127
3.3.7.	Situación actual de la generación eléctrica con biomasa .....	129
3.4.	CONCLUSIONES .....	132
Capítulo 4 TECNOLOGÍA DE LA COMBUSTIÓN.....		135
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	135
4.2.	CONCEPTOS BÁSICOS DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN.....	135
4.2.1.	Composición química de los combustibles.....	135
4.2.2.	Propiedades principales de los combustibles.....	136
4.2.3.	Termoquímica de la combustión.....	138
4.2.4.	Pérdidas de energía de la combustión.....	140

4.3.	COMPARATIVA DE LAS TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN DE LA BIOMASA .....	140
4.3.1.	Tecnología de montón o apilamiento de combustible.....	141
4.3.2.	Tecnología de parrillas. ....	141
4.3.3.	Tecnología de lecho fluidizado.....	146
4.3.4.	Comparación de tecnologías.....	148
4.4.	EQUIPOS/SISTEMAS PRINCIPALES DE UNA PLANTA DE COMBUSTIÓN DIRECTA.....	150
4.4.1.	Línea de proceso .....	151
4.4.1.1.	Transporte, Almacenamiento y Conducción a Caldera.....	152
4.4.1.2.	Caldera .....	153
4.4.1.3.	Turbina de vapor.....	155
4.4.1.4.	Condensador y Bombeo a Caldera .....	156
4.4.1.5.	Alternador.....	157
4.4.2.	Rendimientos de la instalación .....	158
4.4.3.	Ciclo de Potencia .....	159
4.4.3.1.	Descripción del Proceso .....	159
4.4.3.2.	Características de turbinas de vapor para ciclos de potencia .....	160
4.4.3.3.	Extracción a desgasificador .....	161
4.4.3.4.	Ventiladores del circuito aire-gases .....	162
4.4.3.5.	Ciclo de refrigeración.....	163
4.4.3.6.	Criterios de diseño del condensador.....	164
4.4.3.7.	Sistemas de extracción de incondensables .....	166
4.5.	PRINCIPALES PROBLEMAS DERIVADOS DE LA COMBUSTIÓN DIRECTA .....	168
4.6.	ANÁLISIS CASO REAL: ESTUDIO CORROSIÓN CALDERA DE BIOMASA DE SANGÜESA .....	169
4.6.1.	INTRODUCCIÓN.....	169
4.6.2.	PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES.....	171
4.6.2.1.	Cálculos termodinámicos.....	171
4.6.2.2.	Caracterización de depósitos .....	173
4.6.2.3.	Caracterización de óxidos.....	174
4.6.2.4.	Medida de temperatura .....	174
4.6.3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	174
4.6.3.1.	Cálculos termodinámicos.....	174
4.6.3.2.	Caracterización de depósitos.....	180

4.6.3.3.	<i>Estudios de los óxidos.....</i>	182
4.6.3.4.	<i>Estudios de la temperatura.....</i>	183
4.6.4.	<i>ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</i>	183
4.6.5.	<i>CONCLUSIONES.....</i>	185
<i>Capítulo 5 TECNOLOGÍA DE LA GASIFICACIÓN.....</i>		187
5.1.	<i>INTRODUCCIÓN.....</i>	187
5.2.	<i>ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA GASIFICACIÓN .....</i>	188
5.2.1.	<i>Gases Gasificantes .....</i>	188
5.2.2.	<i>Características Biomasa para Gasificación.....</i>	191
5.2.2.1.	<i>Propiedades físicas.....</i>	191
5.2.2.2.	<i>Composición química.....</i>	191
5.2.2.3.	<i>Catalizadores .....</i>	192
5.2.2.4.	<i>Contenido de partículas.....</i>	192
5.2.2.5.	<i>Contenido en alquitrán.....</i>	193
5.2.2.6.	<i>Cenizas y Slagging.....</i>	193
5.3.	<i>ETAPAS DE LA GASIFICACIÓN.....</i>	195
5.4.	<i>TIPOS DE GASIFICACIÓN .....</i>	199
5.4.1.	<i>Procesos de Gasificación en los Reactores.....</i>	200
5.4.1.1.	<i>Reactor de lecho móvil .....</i>	200
5.4.1.2.	<i>Reactor de lecho fluidizado.....</i>	203
5.4.1.3.	<i>Reactor de flujo arrastrado.....</i>	206
5.4.1.4.	<i>Reactor de Twin de lecho fluidizado.....</i>	208
5.5.	<i>SELECCIÓN DEL GASIFICADOR.....</i>	209
5.6.	<i>PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA GASIFICACIÓN.....</i>	214
5.6.1.	<i>Tiempo de residencia.....</i>	214
5.6.2.	<i>Agentes Gasificantes .....</i>	215
5.6.3.	<i>Ratio agente gasificante-biomasa .....</i>	216
5.6.4.	<i>Ratio aire-combustible y Ratio equivalente (RE).....</i>	217
5.6.5.	<i>Temperatura.....</i>	219
5.6.6.	<i>Presión.....</i>	222
5.6.7.	<i>Eficiencia de conversión del carbón.....</i>	222
5.6.8.	<i>Eficiencia en frío y en caliente.....</i>	223
5.6.9.	<i>Cantidad de tars del syngas.....</i>	224

5.6.10.	Velocidad de fluidización .....	224
5.6.11.	Agentes Gasificantes.....	224
5.7.	Sistema de limpieza del syngas.....	225
5.7.1.	Control de tars del syngas.....	225
5.7.2.	Limpieza de los gases .....	228
5.8.	SUBSISTEMAS DE PLANTAS DE GASIFICACIÓN .....	229
5.8.1.	Refrigeración y Limpieza del Gas .....	229
5.8.2.	Sistemas de Generación Eléctrica.....	231
5.8.2.1.	Motor de encendido por chispa .....	232
5.8.2.2.	Motor de encendido por compresión .....	232
5.8.3.	Sistemas de Transferencia Directa de Calor.....	234
5.9.	ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA .....	234
5.10.	PRINCIPALES RAZONES QUE JUSTIFICAN LA GASIFICACIÓN DE LA BIOMASA .....	236
5.10.1.	Renovabilidad .....	236
5.10.2.	Beneficios Medioambientales.....	237
5.10.3.	Beneficios Sociopolíticos.....	238
5.11.	ATRACCIÓN COMERCIAL DE LA GASIFICACIÓN .....	239
5.12.	CONCLUSIONES.....	240
Capítulo 6 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN.....		243
6.1.	INTRODUCCIÓN.....	243
6.2.	MODELOS DE SIMULACIÓN DE GASIFICADORES .....	244
6.2.1.	Modelos de Equilibrio Termodinámico .....	245
6.2.2.	Modelos Cinéticos .....	245
6.2.3.	Modelos de Red Neuronal.....	246
6.2.4.	Modelos de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) .....	246
6.3.	SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN CON ASPEN PLUS .....	247
6.3.1.	Condicionantes de la Simulación.....	247
6.3.2.	Diagrama de Proceso del modelo en ASPEN PLUS .....	248
6.3.3.	Configuración del modelo en ASPEN PLUS.....	250
6.3.4.	Descripción del modelo en ASPEN PLUS .....	251
6.3.5.	Parámetros del Modelo 0 .....	253
6.3.6.	Variantes de simulación del modelo del PROCESO DE GASIFICACIÓN.....	254

6.4.	<i>RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN</i> .....	256
6.4.1.	<i>Resultados del modelo 0 de partida</i> .....	256
6.4.2.	<i>Efecto de la Temperatura del Gasificador</i> .....	257
6.4.3.	<i>Efecto de la Presión del Gasificador</i> .....	261
6.4.4.	<i>Efecto del tipo de biomasa</i> .....	263
6.4.5.	<i>Efecto del Ratio agente gasificante-biomasa</i> .....	267
6.4.6.	<i>Efecto de los agentes gasificantes</i> .....	268
6.5.	<i>CONCLUSIONES</i> .....	279
<i>Capítulo 7 COMPARATIVA SISTEMAS GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA</i> .....		283
7.1.	<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	283
7.2.	<i>COMBUSTIÓN Y GASIFICACIÓN PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA</i> .....	285
7.3.	<i>PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA A TRAVÉS DE LA COMBUSTIÓN DIRECTA</i> .....	286
7.3.1.	<i>Planta Ciclo Rankine Convencional</i> .....	286
7.3.2.	<i>Planta Ciclo Orgánico Rankine (ORC)</i> .....	291
7.3.3.	<i>Planta Ciclo Rankine en Condiciones Supercríticas y Ultrasupercríticas</i> .....	294
7.3.4.	<i>Planta Combustión y Aprovechamiento en Motor Stirling</i> .....	295
7.3.5.	<i>Planta Combustión con la Tecnología WTE (Whole Tree Energy)</i> .....	297
7.4.	<i>SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA A TRAVÉS DE LA GASIFICACIÓN</i> .....	300
7.4.1.	<i>Planta de Gasificación con Turbina de Gas</i> .....	304
7.4.2.	<i>PLANTA DE GASIFICACIÓN CON CICLO COMBINADO</i> .....	308
7.4.3.	<i>Planta de Gasificación con Turbina de Gas e Inyección de Vapor</i> .....	310
7.4.4.	<i>Planta de Gasificación con Turbina de Gas y Cámara de Combustión Externa</i> .....	312
7.4.5.	<i>Planta de Gasificación con Motor Alternativo de Combustión Interna (MACI)</i> .....	313
7.4.6.	<i>Planta De Gasificación con Pila de Combustible</i> .....	315
7.4.7.	<i>Planta de Gasificación Híbrido con Pila de Combustible y Turbina de Gas</i> .....	317
7.4.8.	<i>Planta de Gasificación acoplada a motor y Ciclo Orgánico Rankine (ORC)</i> .....	320
7.4.9.	<i>Planta de Gasificación con Motor Stirling</i> .....	324
7.4.10.	<i>Planta Gasificación y Vitriificación de Residuos</i> .....	326
7.5.	<i>SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA A TRAVÉS DE LA PIROLISIS RÁPIDA (FAST PYROLISIS)</i> .....	328
7.6.	<i>COMPARATIVA FINAL DE TECNOLOGÍAS Y CONCLUSIONES</i> .....	331
<i>CONCLUSIONES GENERALES</i> .....		337
<i>PROPUESTA DE LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN COMO CONTINUACIÓN A ESTA TESIS DOCTORAL</i> .....		345

<i>BIBLIOGRAFÍA</i> .....	347
<i>LISTADO DE FIGURAS</i> .....	369
<i>LISTADO DE TABLAS</i> .....	373

## PROLOGO

La biomasa es de las primeras fuentes de energía que el hombre ha utilizado a lo largo de la historia, y que se encuentra en un momento de redescubrimiento de nuevas vías de utilización, eso sí de modo eficiente tanto en lo medioambiental como en lo económico.

Son muchos los estudios de viabilidad que se encuentran en desarrollo o que han sido hechos con el objetivo de utilizar la biomasa, dentro de sus muchas aplicaciones, para la Generación Eléctrica.

Cómo convertir la energía química de la biomasa en energía eléctrica es la discusión central de esta Tesis Doctoral sobre las tecnologías utilizadas en este tipo de transformación, centrándose de modo especial en la Combustión y en la Gasificación.

La Tesis Doctoral comprende siete capítulos. En el Capítulo 1, se introducen los conceptos generales de la biomasa como combustible, así como su caracterización más general: qué energía aporta y en qué otras energías puede ser transformada. Se presenta, pues, al combustible biomásico. Así mismo se presentan los métodos actuales que se utilizan para la transformación de la biomasa en energía y el Marco Legislativo actual, contextualizando el aprovechamiento energético.

En el Capítulo 2 se analiza la logística de la biomasa, evaluando también las distancias máximas recomendadas de la biomasa a las plantas, las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas del transporte, los costes, etc. Así mismo se estudian los procedimientos técnicos utilizados en la manipulación y preparación de la

biomasa, desde su origen hasta que comienza en la planta el proceso de conversión energética.

En el Capítulo 3 se realiza un estudio entre los profesionales del sector sobre cuál es la tecnología más adecuada en cada caso: Combustión o Gasificación.

En el Capítulos 4 se analiza la Tecnología de la Combustión y sus problemas, incluyendo el análisis de un caso real: Estudio de corrosión en una caldera de biomasa de la central de Sangüesa.

En el Capítulo 5 se analiza la Tecnología de la Gasificación enfocada a la generación eléctrica describiendo los subsistemas y los parámetros de operación

En el Capítulo 6 se simulan el proceso de gasificación mediante el software ASPEN PLUS, partiendo de un modelo de procesos estándar y se estudia el efecto de la modificación de los diferentes parámetros.

Por último, el Capítulo 7 se centra de forma directa en las posibles configuraciones de plantas para obtener energía eléctrica de la biomasa, principalmente mediante los procesos de Combustión y Gasificación (también trata de forma puntual la pirolisis rápida).

El autor

## Capítulo 0 OBJETIVOS

### 0.1. OBJETIVOS GENERALES

Los objetivos generales de esta tesis doctoral son principalmente los siguientes:

1. Analizar el estado del arte de las tecnologías existentes de mayor idoneidad para convertir la energía química de la biomasa en energía eléctrica, contextualizado en el momento actual en el ámbito español.
2. Detectar las principales barreras tecnológicas ó los problemas existentes en las fases de los procesos de obtención de la energía de la biomasa que le hacen estar en mayor o menor medida sin un grado de desarrollo importante.
3. Proponer soluciones y abrir vías tecnológicas que eliminen estas barreras tecnológicas, para que la biomasa pueda constituirse como un combustible de un nivel de consumo importante para la Generación Eléctrica.

### 0.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

La biomasa ha sido ampliamente utilizada en el mundo como combustible para generar principalmente calor. El reto de obtener energía eléctrica a partir de la biomasa, presenta actualmente algunas barreras tecnológicas que deben ser resueltas.

La biomasa es compleja y no homogénea. Nada tiene que ver la cáscara de avena con el hueso de oliva o con el resto de poda de vid (sarmiento). Por lo tanto existen de partida una cantidad inmensa de posibles combustibles biomásicos, que deberán ser analizados y caracterizados, conforme a unas pautas bien establecidas. Como primer objetivo (Capítulo 2) se pretende

evaluar en cuanto a lo económico y lo medioambiental la fase logística de recogida de la biomasa. La biomasa es un recurso explotable en España y en el mundo, pero ¿Cuánto cuesta el disponer de esa biomasa en las centrales de generación eléctrica? ¿Cuál es el impacto en emisiones de CO<sub>2</sub> de transportar esa biomasa a las plantas? ¿Qué tamaño debería tener una planta para que las distancias dónde se recoja la biomasa sea razonable? ¿Cómo manipular la biomasa una vez se recibe esta en la planta de generación eléctrica?

Esta biomasa, portadora de energía química, podrá ser transformada en otros tipos de energía, mediante varios procedimientos de conversión como la combustión, la pirolisis, la gasificación...

Y cualquier planta de conversión que se plantee, deberá enmarcarse dentro de la legalidad energética actual, que tiene de eje común el momento de crisis económica que nuestra sociedad sufre, que tiene, como consecuencia sobre las energías renovables, un freno importante en el apoyo de los gobiernos a las mismas. De esto último surge el importante reto de hacer competitivas económicamente a las energías renovables frente a las convencionales, ya que el importante hecho de ser menos contaminantes, no las hace ser predominantes en uso frente a las energías convencionales. Es decir, prima lo económico y contaminar es barato.

Hay que partir de la base de que cuando la sociedad ha utilizado la biomasa como fuente de calor, lo ha hecho de una forma disgregada, no concentrada. Quiere decir esto, que existían calderas o generadores de calor de la forma que fueren allí donde era necesario, en escalas mínimas. Y la biomasa, llegaba allí donde fuera necesaria, por muy pequeño que fuera el consumo que hacían y esto nunca no fue un problema. Hacían una logística donde cada consumidor de biomasa, se las gestionaba para conseguirla.

Al generar electricidad con biomasa, la pregunta es si este concepto debe romperse del todo, para avanzar hacia grandes centrales de generación conectadas a la red eléctrica general de distribución, o bien se debe pensar en centrales de generación de tamaño medio, o bien en pequeñas centrales ó minicentrales, asemejándose el esquema al aprovechamiento que nuestra sociedad ha hecho de la biomasa en la historia.

Una pregunta clave debe responderse en afirmativo antes de empezar cualquier posible proyecto de planta de generación eléctrica con biomasa: “Si, se dispone de biomasa y se asegura el suministro para el periodo de vida útil de la planta de conversión que se pretende construir”. Pero la cuestión ahora es: ¿Qué tipo de conversión energética utilizar para generación eléctrica, Combustión o Gasificación? ¿De qué depende que se elija una u otra forma de conversión? En el Capítulo 3 se hace una consulta a profesionales del sector de la biomasa y la generación eléctrica a través de esta, cuyo objetivo es responder a la anterior pregunta. Se pretende que estos profesionales expongan el estado de desarrollo de la biomasa como combustible para la generación eléctrica, conocer de mano de profesionales del sector la idoneidad de la gasificación o la combustión para generar electricidad, según otros parámetros como tamaño de planta. También se discute sobre las principales problemáticas que presentan la Combustión y la Gasificación dentro de contexto legislativo actual.

El objetivo del Capítulo 4 es analizar el estado del arte de la Combustión para generar energía eléctrica a través de la biomasa, incluyendo los principales aspectos que se deben de tener en cuenta en el diseño de una planta de combustión, así como las principales problemáticas existentes en este tipo de plantas. Como objetivo adicional se incluye el análisis de los problemas de

depósitos y corrosión en los tubos de los sobrecalentadores de la Central Eléctrica de Biomasa de Sangüesa.

El objetivo del Capítulo 5 versa sobre el análisis de los principales parámetros que son clave en el proceso de gasificación, así como el estudio de las principales barreras técnicas a la consolidación de esta tecnología de conversión energética de la biomasa.

Como continuación al Capítulo 5, el objetivo del Capítulo 6 es simular la conversión energética del proceso de gasificación (por considerar que se encuentra en un nivel de evolución tecnológica inferior a la combustión respecto a la biomasa, presentando mayores inestabilidades), y analizar los efectos que sobre el proceso tiene la variación de parámetros como la temperatura, la presión y los tipos/ratios de agentes gasificantes.

Por último, en el Capítulo 7, el objetivo es recopilar todas las posibles opciones de configuración que existen tanto con la Combustión como la Gasificación, con sus equipos aguas abajo, es decir, a partir del calor de la combustión y del syngas de la gasificación, analizar que opciones existen hasta llegar a la energía eléctrica, indicando para cada sistema su rendimientos y costes de inversión entre otros.

## Capítulo 1 ANTECEDENTES

### 1.1. CONCEPTOS GENERALES SOBRE BIOMASA

#### 1.1.1. INTRODUCCIÓN

El conocimiento de las características de la biomasa es imprescindible para poder optimizar las tecnologías para su aprovechamiento energético.

La biomasa es todo aquello que tiene vida o que la ha tenido **recientemente** o que es un residuo en cualquiera de sus formas de ésta.

Desde el punto de vista del aprovechamiento energético, la biomasa puede clasificarse en:

- Biomasa de residuos
  - Residuos ganaderos
  - Residuos sólidos urbanos
  - Residuos agrícolas
  - Residuos forestales
- Biomasa de cultivos energéticos

Las diferencias entre la biomasa y los combustibles fósiles son:

- Que los dos emiten CO<sub>2</sub> a la atmósfera, pero la biomasa equilibra estas emisiones con el CO<sub>2</sub> que absorbe en su periodo de fotosíntesis. Absorbe aproximadamente 1,3 t CO<sub>2</sub>/t biomasa [1].
- Que la biomasa no tiene tantos sulfuros, por lo que sus efectos contaminantes serán inferiores en este respecto, y no serán necesarios tratamientos de limpieza de gases tan exigentes (según el tipo de biomasa)

### 1.1.2. ORIGEN DE LA ENERGÍA DE LA BIOMASA

Podemos definir biocombustible a toda materia de origen animal o vegetal que es objeto de poder ser utilizada como combustible energético. Entre la totalidad de la biomasa, podemos distinguir [2]:

- Biomasa primaria: la energía solar convertida por la vegetación en materia orgánica mediante la fotosíntesis (energía química almacenada).
- Biomasa secundaria o animal: la obtenida cuando los animales transforman la biomasa primaria.
- Biomasa industrial: la que se obtiene cuando las industrias transforman las 2 anteriores, generando subproductos residuales
- Biomasa urbana: La que deriva del uso de la población de las 3 anteriores biomasa, generando residuos sólidos urbanos y residuos líquidos (aguas residuales urbanas).

En definitiva la biomasa puede ser producida por diversas fuentes:

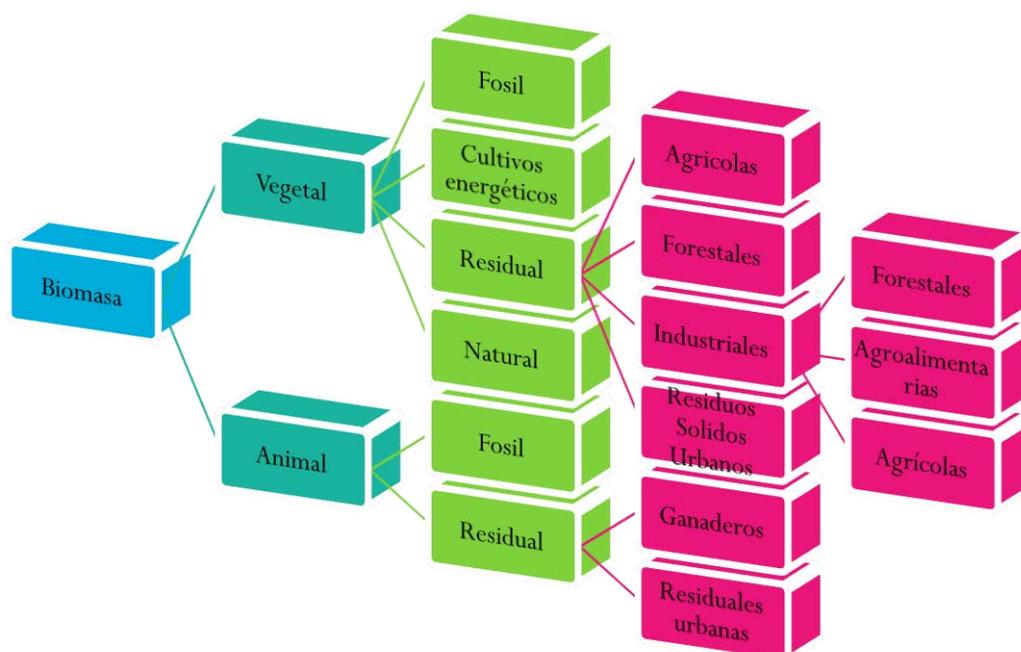


Figura 1. Clasificación de las fuentes de biomasa

### 1.1.2.1. Ecosistemas Silvestres

A esta biomasa se le denomina biomasa natural. Es necesario señalar que la explotación de la biomasa natural de los bosques y selvas en cantidades superiores a la capacidad de generación del ecosistema produciría un daño irreparable en el planeta, ya que esta constituye el gran pulmón del planeta.

### 1.1.2.2. Biomasa Residual

La biomasa residual es aquella derivada de determinadas actividades ganaderas, agrícolas, forestales, industriales, domésticas...

Como residuos ganaderos más importantes podemos citar el estiércol, proveniente de deyecciones sólidas y los purines, provenientes de deyecciones líquidas y aguas de lavado. También estarían los residuos de origen cárnico, que pueden ser utilizados después de someterlos a ciertas transformaciones. Por ejemplo, pueden ser utilizados para producir biogás (mezcla de metano y otros gases, que se desprenden en la degradación anaerobia de la materia orgánica por la acción de microorganismos).

Las aguas residuales urbanas se enmarcarían dentro de la biomasa animal.

Los residuos agrícolas se clasifican principalmente en herbáceos (combustible, tallos, cascarillas...) y leñosos (restos de podas, ramas...).

Los residuos forestales pueden clasificarse en dos grupos: los que provienen de la limpieza para mantenimiento de los bosques y los que derivan de la industria maderera.

Los residuos industriales se generan en diferentes sectores de actividad. Sin embargo, solo aquellas industrias que generan residuos orgánicos en

cantidades importantes se pueden plantear alguna forma de valorización de los mismos.

Por ejemplo, algunas de las industrias que generan residuos en cuantía para que pueda ser considerado su aprovechamiento son:

- Industrias de conservas vegetales (huesos de frutas, de aceitunas...)
- Productoras de aceite de oliva (orujillos, huesos..)
- Aceites de semilla (cáscaras)
- Productores de vinos (despalillado, lías [sustancias sólidas acumuladas en el fondo de los depósitos tras la fermentación del vino]...)
- Elaboradoras de frutos secos (cáscaras de frutos secos, almendras...)
- Fábricas de cerveza (bagazo [residuo de materia después de extraído su jugo] y lodos de depuración)

Los residuos sólidos urbanos (RSU), son los residuos que genera la población en su domicilio. Su aprovechamiento presenta particularidades por la diversidad de posibles residuos que contiene.

### 1.1.2.3. Cultivos Energéticos

Son los cultivos que se llevan a cabo con el propósito exclusivo de obtener materiales con características especiales para ser aprovechados energéticamente. Se clasifican en cuatro grupos:

- Cultivos tradicionales. Cultivos que el hombre ha utilizado habitualmente, y que ya no son rentables para su aplicación alimenticia o industrial habitual. Ejemplos como los cereales, la remolacha, la caña de azúcar.... Este tipo de explotaciones presentan el inconveniente de su competitividad con la producción de alimentos.

- Cultivos poco frecuentes. Cultivos que pueden implantarse en terrenos difíciles de explotar por los cultivos destinados a la alimentación. Ejemplos son las plantaciones de pitas, cardos. Estos no compiten con la producción de alimentos.
- Cultivos acuáticos. Serían principalmente las aguas en aguas saladas y los jacintos en aguas dulces. Podrían cultivarse con finalidad energética.
- Cultivos óptimos para la obtención de combustibles líquidos. Plantas con propiedades similares a los derivados del petróleo, que mediante un sencillo tratamiento pueden proporcionar combustibles líquidos. Ejemplos son la palma africana, la tabaiba...

#### **1.1.2.4. Biomasa Fósil**

El petróleo y el carbón, también constituyen biomasa de origen animal o vegetal que fue enterrada hace miles de años, y que por diferentes procesos de ha convertido en biomasa fósil.

Este tipo de biomasa fósil, no tiene el carácter de renovable, porque su agotamiento es mucho más rápido que la posibilidad de que vuelva a generarse para un aprovechamiento más o menos inmediato.

#### **1.1.3. PRINCIPALES TIPOS DE BIOMASA**

La biomasa con posible destino al aprovechamiento energético, se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Biomasa virgen: madera, plantas, hojas (lignocelulosa), cultivos y vegetales (carbohidratos).
- Residuos sólidos y líquidos: RSU (residuos sólidos urbanos), aguas residuales, desechos animales; gases de vertederos controlados, y residuos agrícolas.

Otra clasificación posible de la biomasa, según Basu [3], es la siguiente:

### **Biomasa Lignocelulósica:**

La mayor parte de la biomasa es lignocelulósica. El material lignocelulósico es la parte no almidonosa y fibrosa de las plantas. Celulosa, hemicelulosa y lignina son los tres principales constituyentes. No es muy digestiva para los humanos, por lo que no interfiere en el mercado alimentario.

Un ejemplo de biomasa lignocelulósica es la madera, que es una planta vascular que tiene un tallo sobre el suelo y es cubierta por una capa de espesa corteza. La madera incluye los árboles, los arbustos, los cactus, las viñas... Pueden ser de dos tipos: herbáceos o leñosos.

Una planta herbácea tiene hojas y tallos y muere anualmente al final de su crecimiento. Cebada y arroz son ejemplos de plantas herbáceas que desarrollan duros tallos. Las plantas herbáceas no tienen corteza.

Las plantas leñosas no son estacionales. Estas viven todo el año, con sus tallos en el suelo. Los grandes árboles recaen en esta categoría.

El tronco y las hojas de los árboles forman uno de los grandes grupos de biomasa disponible.

Existe un gran interés en el cultivo de plantas exclusivamente para el aprovechamiento energético. Estos cultivos son generalmente lignocelulosicos. Estos tienen un periodo corto de crecimiento y altos rendimientos productivos, requiriendo pocos fertilizantes, por lo que tienen periodos cortos de

amortización. Los cultivos energéticos se plantan con alta densidad. Chopos, forrajes y sauces, son algunos de los cultivos en desarrollo.

### **Cultivos y vegetales:**

Mientras el cuerpo de una planta o árbol es principalmente lignocelulósica, los frutos son una fuente de carbohidratos, almidón y azúcar. Algunas plantas incluso proporcionan grasa. Los frutos suelen ser digestivos para los humanos, pero no lo suelen ser las estructuras de las plantas. Es por ello, que el uso de este tipo de biomasa para el aprovechamiento energético puede afectar al mercado alimentario.

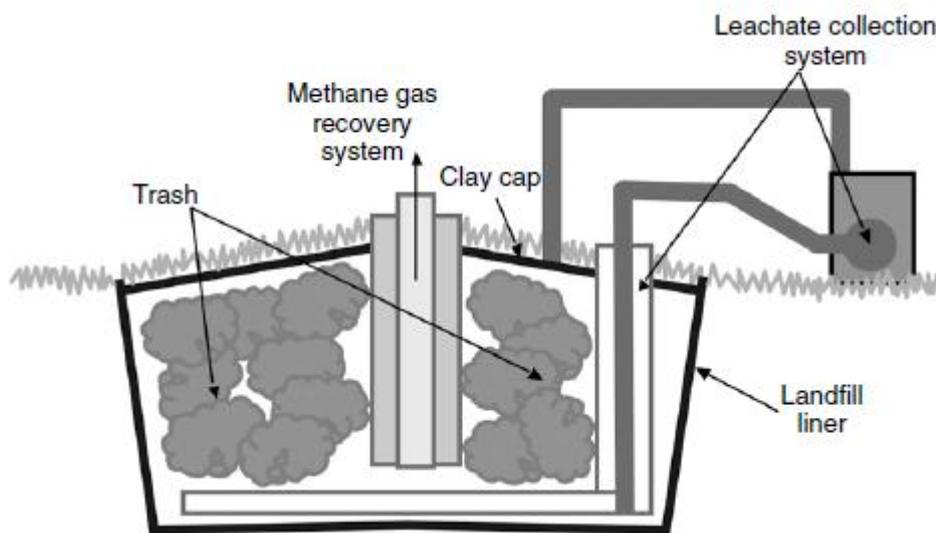
Comparados con los compuestos lignocelulósicos, los carbohidratos son fáciles de disolver, por lo que es relativamente sencillo producir combustibles líquidos a partir de ellos, a través de procesos de fermentación. Es por ello que la mayor parte de las plantas de etanol utilizan frutos como combustible (cocos, girasol, mostaza...).

### **Residuos:**

Los residuos, como se exponía anteriormente, son biomasa secundaria (o terciaria, según autores), ya que derivan de la biomasa primaria (árboles, vegetales, carne...) derivada de diferentes etapas de su uso. Los residuos sólidos urbanos (RSU) son una importante fuente de biomasa residual, y mucho de estos son componentes renovables como restos de comida orgánicos, hojas, papeles... Sin embargo los componentes inertes de los RSU como vidrio, plásticos, metales... no son considerados biomasa. Es por ello muy importante la recogida selectiva de RSU, para poder valorizarlos al máximo en términos energéticos.

Las aguas residuales que contienen los desechos humanos, grasas y otros residuos, son una importante fuente de biomasa, que puede ser aprovechada en las depuradoras para la generación de metano, a través de la digestión anaeróbica de los fangos digeridos.

Los vertederos controlados también son una fuente energética importante a través del metano que generan en la descomposición de los residuos.



*Figura 2. Vertedero donde se produce metano a través de los residuos (digestión anaeróbica)*

#### 1.1.4. ESTRUCTURA DE LA BIOMASA

La biomasa es una compleja mezcla de materiales orgánicos como carbohidratos, grasas y proteínas, junto con pequeñas cantidades de minerales como sodio, fósforo, calcio o hierro.

Los principales componentes de la biomasa son [3]:

- Sustancias extractivas: son sustancias presentes en tejidos animales o vegetales, que pueden ser separadas con sucesivos tratamientos con solventes y recuperadas por evaporación de la solución. Incluyen las proteínas, aceites, almidón, azúcar...
- Pared celular: proporcionan fuerza estructural a la planta, permitiendo estar erguidas sobre el suelo. La pared celular típica está hecha de carbohidratos y lignina. Los carbohidratos son principalmente fibras de celulosa o hemicelulosa, las cuales aportan la rigidez estructural a la planta; la lignina mantiene a las fibras unidas.
- Cenizas: son la parte inorgánica de la biomasa.

### 1.1.5. CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS COMBUSTIBLES BIOMÁSICOS

La clasificación es un medio importante de evaluar las propiedades de un combustible. Los combustibles pertenecientes a un grupo particular tienen comportamiento similar a los otros combustibles que también pertenecen a este grupo.

Existen tres métodos principales de clasificación de los combustibles a partir de sus componentes químicos: ratios atómicos, el ratio de materia lignocelulosica y el diagrama ternario [3].

#### 1.1.5.1. Ratio Atómico

Esta clasificación puede ayudar a entender el poder calorífico de un combustible, entre otras cosas. Por ejemplo, el poder calorífico superior de una

biomasa correlaciona bien con el ratio oxígeno-carbono de la misma (O/C), extendiéndose desde 38 hasta 15 MJ/kg, cuando el ratio se incrementa desde 0,1 hasta 0,7. Cuando el ratio hidrógeno-carbono (H/C) aumenta, el poder calorífico del fuel se reduce.

El ratio atómico es basado en el hidrógeno, oxígeno y carbono contenido en el combustible. La siguiente figura muestra los ratios (H/C) contra los ratios (O/C) en una base seca y libre de cenizas para todos los combustibles, desde la antracita rica en carbono hasta las biomazas deficientes en el mismo.

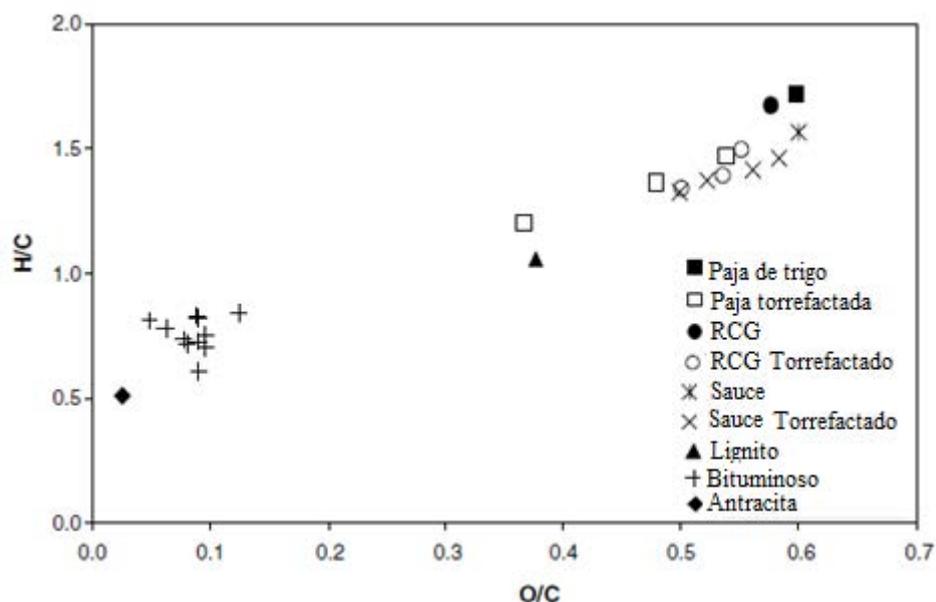


Figura 3. Diagrama Krevelen para carbón, biomasa y biomasa torrefactada [4]

Este diagrama conocido como Diagrama de Krevelen, muestra que la biomasa tiene ratios más altos de H/C y O/C que los combustibles fósiles. Para un amplio rango de combustibles biomásicos, el ratio H/C puede expresarse por medio de esta función lineal del ratio O/C [5].

$$(H/C) = 1,4125 \cdot (O/C) + 0,5004$$

La biomasa fresca como las hojas tiene bajo poder calorífico debido a sus elevados ratios H/C y O/C.

Entre todos los hidrocarburos, los combustibles biomásicos son los que tienen mayores contenidos en carbono, que no benefician en nada a la biomasa en sus procesos para transformarla en calor ni para transformarla en combustibles líquidos. Los altos contenidos de oxígeno de la biomasa consumen parte del hidrógeno de la misma, produciendo agua no beneficiosa reduciendo los rendimientos del proceso.

### 1.1.5.2. Ratio De Materia Lignocelulosica

La biomasa puede también ser clasificada según su proporción de celulosa, hemicelulosa y lignina. Por ejemplo, se puede estimar el comportamiento de una biomasa en un proceso de pirolisis según la proporción de estos componentes [5].

La figura siguiente muestra el ratio hemicelulosa/lignina frente al ratio de celulosa/lignina de varios tipos de biomasa. A pesar del dispersamiento, puede detectarse cierta proporcionalidad entre los dos ratios [3].

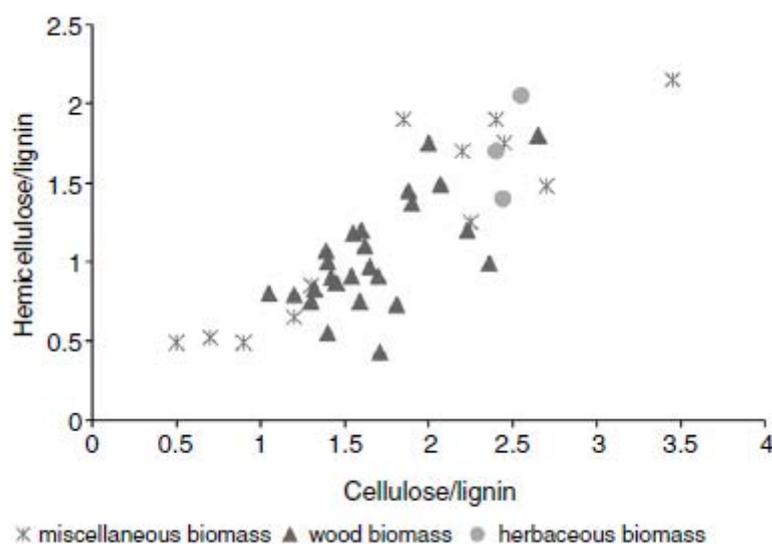


Figura 4. Ratio hemicelulosa/lignina frente al ratio de celulosa/lignina de varios tipos de biomasa [3]

### 1.1.5.3. Diagrama Ternario

El diagrama ternario no es una herramienta para la clasificación de la biomasa, pero es muy útil en la representación de los procesos de conversión de la biomasa [3].

Los tres vértices del triángulo representan carbono puro, oxígeno e hidrógeno, en una concentración del 100%. Los puntos dentro del triángulo representan mezclas ternarias de los tres componentes. El lado opuesto a un vértice representa concentración cero de ese componente. Por ejemplo, la línea horizontal representa concentración cero de hidrógeno, con mezclas binarias de carbono y oxígeno.

Un combustible biomásico está cerca del hidrógeno y del oxígeno mientras que el carbón está muy cerca del carbono puro.

En relación a los procesos que aparecen en el diagrama ternario podemos decir:

- Pirolisis lenta (P). La flecha indica hacia donde se da la formación de char o carbón vegetal.
- Pirolisis rápida (F). La flecha se dirige hacia mayor contenido en hidrógeno y menos en oxígeno, lo cual es reflejo de la formación de combustibles líquidos.
- Gasificación con oxígeno (O). La flecha indica movimiento hacia el vértice del oxígeno.
- Gasificación con vapor (S). La flecha marca hacia lado contrario al vértice del carbono.
- Hidrogenación (H). La flecha se dirige hacia el vértice de hidrógeno.

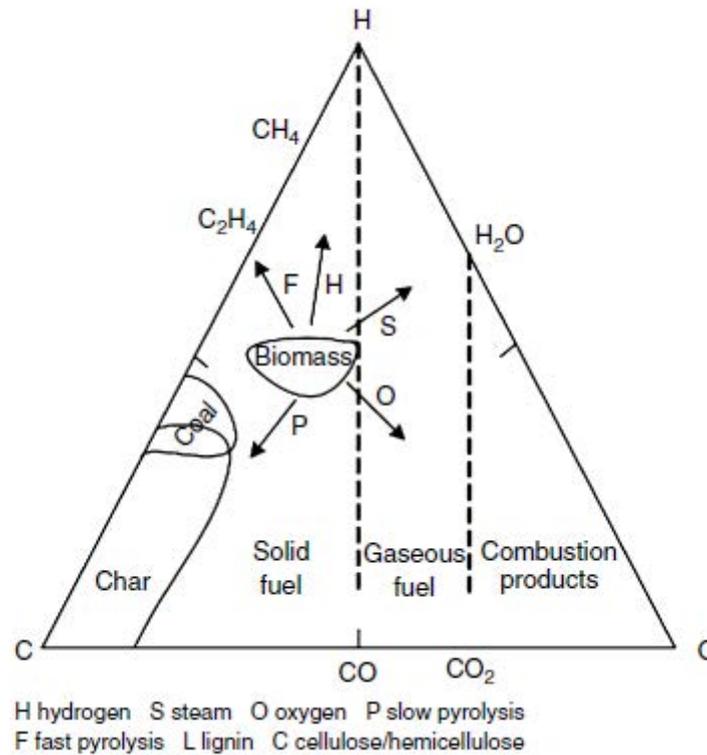


Figura 5. Diagrama ternario de transformaciones de la biomasa.

### 1.1.6. POTENCIAL DE LA ENERGÍA DE LA BIOMASA

La biomasa constituye la energía solar almacenada en forma de energía química.

Los estudios realizados a escala mundial, entre otros, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, establece que antes de 2100 la cuota de participación de la biomasa en la producción mundial de energía debe estar entre el 25 y el 46% [6].

Los tipos de combustibles primarios que se pueden obtener de la biomasa son:

- Líquidos: bioetanol, biodiésel, metanol, aceite vegetal y aceite de pirolisis.

- Gaseosos: biogás (CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>), gas producido (CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O), syngas (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>) y sustituto natural del gas (CH<sub>4</sub>).
- Sólidos: carbón vegetal, biomasa torrefactada

### 1.1.7. ASPECTOS POSITIVOS Y NEGATIVOS DE LA BIOMASA

Los principales aspectos positivos de la biomasa son los siguientes:

- El uso de la biomasa como fuente de energía alternativa, renovable y limpia evitaría la dependencia exterior en el suministro de energía de terceros países.

Ventajas medioambientales:

- Su utilización no contribuye al aumento del efecto invernadero, ya que el CO<sub>2</sub> emitido está en las mismas cantidades que con anterioridad había sido fijado para el crecimiento de la biomasa.
- Reducción de emisiones de azufre e hidrocarburos policíclicos altamente contaminantes e iniciadores de la lluvia ácida.
- Se utiliza un recurso renovable en periodos cortos de tiempo.
- Obtención de productos biodegradables.
- Si se usa como aditivo o sustituto de carburantes fósiles, participa en la reducción de los GEI (Gases de Efecto Invernadero).
- Eliminan residuos como la biomasa húmeda (purines), evitando la contaminación de los suelos y los malos olores.
- En lo referente a los residuos agrícolas: su aprovechamiento evita incendios forestales y al ser materiales residuales se gestiona de forma adecuada. En España destacan el combustible de los cereales, residuos de almazara, y podas de árboles.

- Ventajas socioeconómicas:
- Diversificación energética.
- La implantación de cultivos energéticos en tierras abandonadas evita la erosión del suelo
- Generación de recursos a partir de residuos agrícolas que en algún caso pueden generar problemas como los purines.
- Permite, en general, un incremento de la actividad agrícola y económica.
- Creación de puestos de trabajo en el aprovechamiento de algunos tipos de biomasa.
- Canaliza los excedentes agrícolas alimentarios.

Como desventajas, podemos citar las siguientes:

- Baja densidad energética.
- Problemas en la disposición y abastecimiento de la materia prima con continuidad, de calidad suficiente y en cantidad.
- Menor rendimiento de los combustibles derivados de la biomasa.
- Altos costes de recolección, transporte y almacenamiento por su baja densidad.
- Necesidad de acondicionamiento o transformación para su utilización.

## 1.2. METODOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA EN ENERGÍAS

### 1.2.1. INTRODUCCIÓN

La transformación energética de la biomasa se puede llevar a cabo principalmente por 2 vías, según [7]:

- Procesos bioquímicos, como la fermentación.
- Procesos termoquímicos, como la pirolisis y la gasificación.

Los principales métodos de transformación de la biomasa en otras formas de energía son:

- Combustión
- Gasificación
- Metanización
- Pirolisis
- Torrefacción
- Fermentación alcohólica
- Biogás de los vertederos
- Síntesis Fischer- Tropsch
- Síntesis de metanol
- Transesterificación
- Producción de biohidrógeno

### 1.2.2. CONVERSIÓN FÍSICA

La heterogeneidad en la naturaleza y formas de la biomasa primaria hace que sea necesaria la adecuación y estandarización del formato y de las características físicas de la biomasa a las requeridas según la tecnología de conversión de energía posteriormente empleada.

Las tecnologías de preparación física de la biomasa se basan en procesos de densificación/compactación (astillado y la molienda) con el

objetivo de homogeneizar las propiedades físicas del material, incrementar la densidad calorífica y estandarizar el formato de la biomasa.

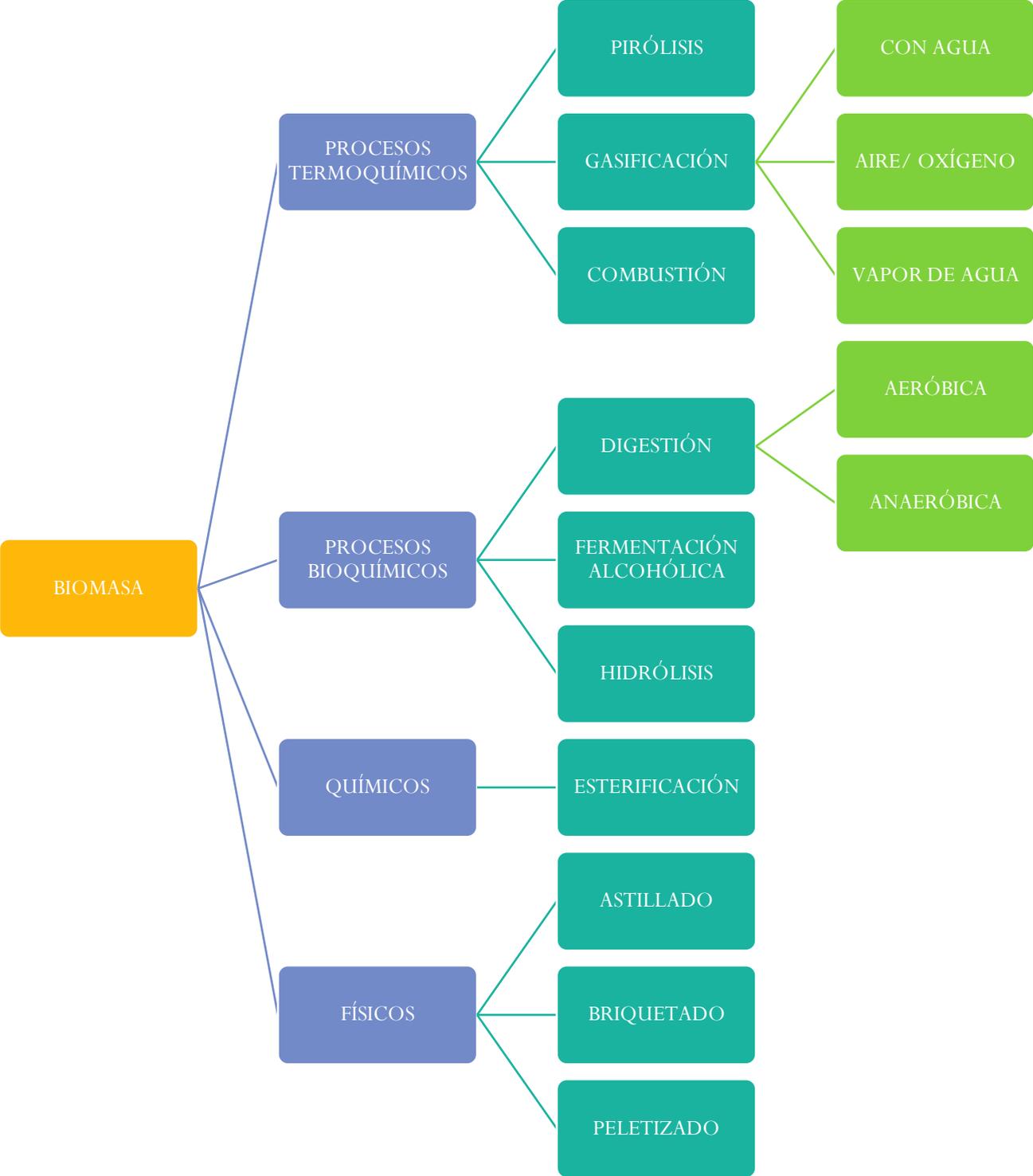


Figura 6. Clasificación de las diversas tecnologías de transformación energética de la biomasa

### 1.2.2.1. Astillado

El astillado de la biomasa se basa en la trituración de la materia para la obtención de fragmentos (entre 2 y 10 cm de longitud). El producto final, la astilla, es la que se utiliza en la totalidad

de procesos de transformación energética de biomasa de media y gran envergadura. Se caracteriza por tener una forma plana o cilíndrica, predominando la longitud (3 - 10 cm) y la amplitud (2 - 6 cm) sobre el grosor (<2 cm). La densidad aparente es baja (250 - 350 kg/m<sup>3</sup>) en relación a otros combustibles como el carbón y los pellets de madera.

La trituración de la biomasa, a diferencia de otros procesos de transformación física, se puede efectuar tanto en el lugar de origen o procedencia de la biomasa (trituración in-situ), como fuera del entorno de origen o en la propia planta de conversión energética (trituración ex-situ). Las astilladoras se pueden clasificar según el tipo del equipo, mecanismo de astillado, modo de alimentación del material a triturar y salida de la astilla, según se puede ver en la siguiente tabla:

<b>Tipo de clasificación</b>	<b>Tipo de astilladora</b>		
<b>Instalación</b>	Fijas	Montadas	Remolcadas
<b>Mecanismo de astillado</b>	Tambor	Disco	Cuchillas
<b>Alimentación / entrada del material</b>	Manual		Mecánica
<b>Salida de la astilla</b>	Por gravedad		Por ventilación

Tabla 1 Clasificación de astilladoras [8].

### 1.2.2.2. Briquetado

El briquetado consiste en la compresión de la materia vegetal (madera, cáscaras de arroz, paja, aserrín, etc.) a una presión superior a 200 MPa hasta producir un aumento de la temperatura del material hasta 100- 150°C. A temperaturas elevadas la lignina se plastifica permitiendo la formación de unidades compactas.

Una briquetadora consiste en una tolva de alimentación, un sistema dosificador simple o múltiple de velocidad variable, una cámara de compactación o densificadora, un canal refrigerante y

un sistema de corte. La prensa es el componente clave en la producción de briquetas. Se disponen

de cuatro tipos de briquetadoras, utilizadas en función de su aplicación industrial y del tipo de material comprimir: (a) Prensa de impacto; (b) Prensa de extrusión; (c) Prensa de briquetado hidráulica o neumática; y (d) Prensa de doble rodillo [8].

La característica común de las briquetas es su elevada densidad (1000 - 1300 kg/m<sup>3</sup>). La forma es normalmente cilíndrica con diámetros comprendidos entre 3 y 20 cm, y longitudes entre los 15 y 50 cm. Otra forma usual de briqueta es el prisma cuadrado o el prisma hexagonal vacío. También se pueden obtener formas de ladrillo.

La humedad final de la briqueta depende de las características físico-químicas del material que se requiere prensar y de la forma final del producto (8 al 10% de humedad en la salida de la prensa).

### 1.2.2.3. Peletizado

El peletizado se basa en la compresión de la materia vegetal (astillas, serrines, etc.) mediante la acción de unos rodillos (de 1 a 5 rodillos) contra una matriz de agujeros de entre 0,5 a 2,5 cm de diámetro [8].

Si el material de entrada presenta dimensiones mayores a astillas, se requiere de un proceso de astillado previo al prensado con los rodillos. Una vez formado el pellet, es necesario un proceso de tamizado para la homogeneización del tamaño del producto final.

El pellet (ver Fig.7) es un pequeño cilindro de tamaño variable (2 - 7 cm de longitud; 1,5 cm de amplitud), con una humedad inferior al 12%. La densidad del pelet es relativamente elevada en comparación a las astillas (1000 - 1300 kg/m<sup>3</sup>) [8]. Los factores que influyen en esta densidad son los siguientes:

- El tipo de materia prima prensada. A mayor densidad del material original, mayor es la densidad del pellet.
- La presión ejercida por la prensa, variable según la maquinaria utilizada.

El poder calorífico de los pellets es superior al de las leñas, astillas y briquetas. Dependiendo de la densidad y humedad de la biomasa inicial, el producto contendrá un poder calorífico de entre 21 - 22 MJ/kg [8].

### 1.2.3. CONVERSIÓN BIOQUÍMICA-QUÍMICA

En la conversión bioquímica [3], las moléculas de biomasa se rompen dando lugar a la formación de moléculas más pequeñas, por medio de bacterias o enzimas. Este proceso es mucho más lento que las conversiones

termoquímicas, pero también es necesario un menor aporte de energía externo.



Figura 7. Pellets producidos de distintos tipos de biomasa [9]

### 1.2.3.1. Digestión

Existen dos tipos de digestión biomásica en función del oxígeno presente:

- Aeróbica. Con oxígeno. Las bacterias utilizan el oxígeno del aire, produciendo dióxido de carbono, calor y un sólido digerido.
- Anaeróbica. Se lleva a cabo en ausencia de oxígeno. Las bacterias utilizan el oxígeno de la biomasa en lugar de tomarlo del aire (ausente). Los principales productos son metano y dióxido de

carbono además de los residuos sólidos. Este metano suele ser quemado en motores de gas con aplicaciones de cogeneración.

### 1.2.3.2. Fermentación

En la fermentación, parte de la biomasa se transforma en azúcares, por medio de ácidos o enzimas. El azúcar se convierte después en etanol u otros productos químicos, con ayuda de levaduras. La lignina no se convierte y es después utilizada en combustión o en conversión termoquímica en otros compuestos químicos. Los productos de la fermentación son líquidos, como el **etanol**. La fermentación no es posible con biomasa celulósica, por la dificultad de romper (hidrolizar), la materia en azúcares fermentables.

El bioetanol se obtiene a partir de la fermentación de los azúcares contenidos en las siguientes materias primas [8]:

- Materias ricas en sacarosa: caña de azúcar.
- Materias ricas en almidón: cereales (maíz, trigo, cebada) y tubérculos (patata, yuca).
- Materias ricas en celulosa: madera, residuos agrícolas o residuos municipales de naturaleza lignocelulósica.

La fermentación del azúcar contenido en la materia lignocelulósica es posible cuando previamente se realiza una hidrólisis ácida de la materia. A diferencia del “bioetanol de 1ª generación”, el etanol de celulosa o “bioetanol de 2ª generación” se basa en el aprovechamiento de la materia celulósica procedente de residuos agrícolas (ej.: paja, caña del maíz), otros materiales lignocelulósicos (ej.: astillas de madera) o cultivos energéticos

(ej.: Miscanthus) como materias primas, obteniendo rendimientos energéticos elevados. A partir de 1 tonelada de paja de cereal se producen: 310 l de etanol, 70 m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub>, 20 m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> y 230 kg de combustible sólido [8].

El conflicto del uso de la biomasa para fines alimenticios y para la producción de biocombustibles sería resuelto mediante el avance de esta tecnología.

### 1.2.3.3. Transesterificación

A partir de las semillas de algunos tipos de biomasa, como por ejemplo el girasol, se obtienen aceites vegetales, que junto con alcoholes sufren un proceso llamado transesterificación en el que se convierten en biodiesel.

Las materias primas utilizadas para la producción del biodiesel son [8]:

- Plantas oleaginosas convencionales: Colza, girasol y soja.
- Cultivos energéticos alternativos. Especies productoras de semillas oleaginosas no convencionales: el cardo (*Cynara Cardunculus*), la colza etíope (*Brassica carinata*) y la camelina (*Camelina sativa*), entre otras.
- Aceites usados y grasas animales

Es usado en España como alternativa al diésel, aunque la rentabilidad del diésel sigue estando cuestionada.

Un proceso de producción de biodiesel a partir de aceites vegetales usados, consta de las siguientes etapas [1]:

1. Refino: Consiste en la limpieza previa, secado y aspiración de la materia prima, depositándose la misma en silos de almacenamiento. A continuación, se realiza un prensado y un tamizado.

2. Transesterificación: Se emplea metanol e hidróxido potásico, provocando la reacción química que produce el éster metílico.
3. Depuración y secado: La depuración se realiza añadiendo pequeñas cantidades de agua y ácido. Posteriormente se realiza un secado por destilación, obteniéndose el biodiesel final.

#### 1.2.4. CONVERSIÓN TERMOQUÍMICA

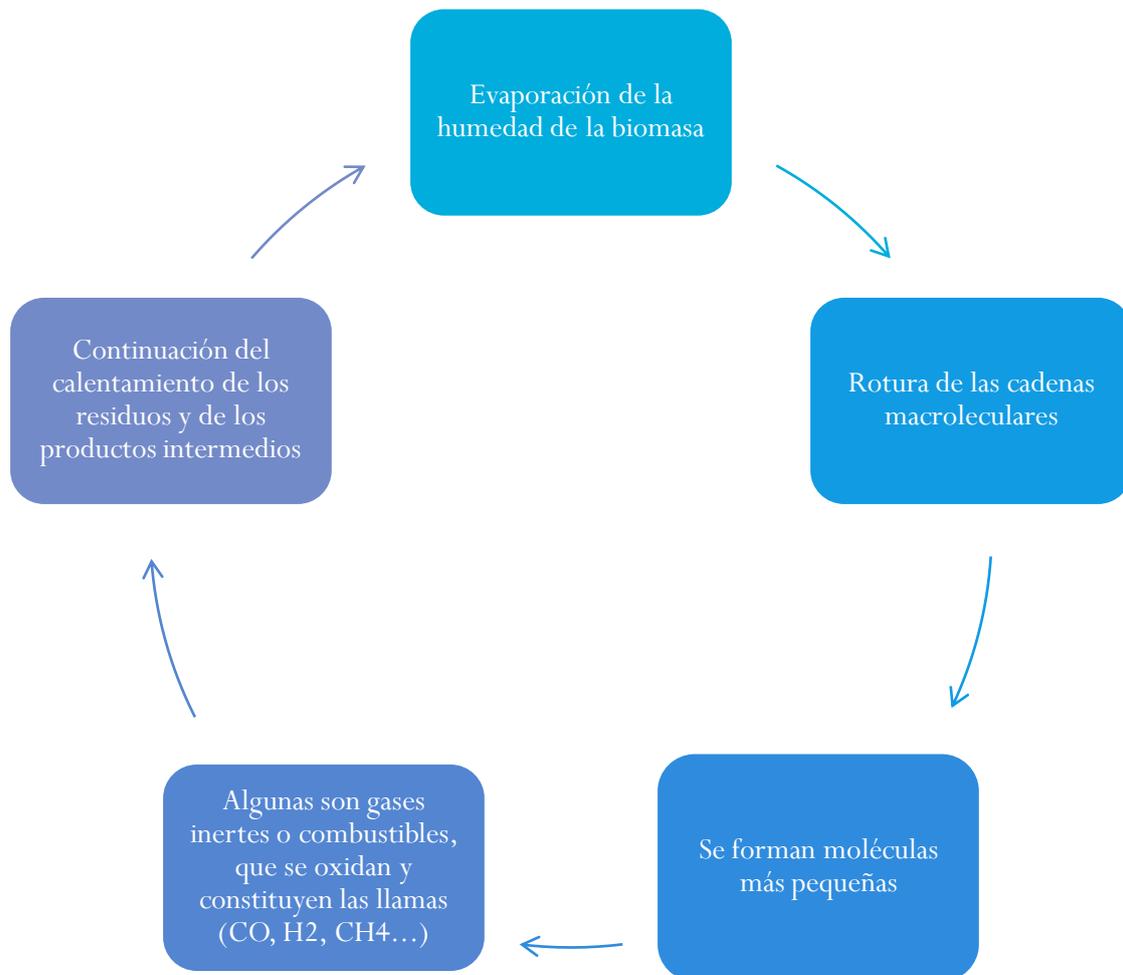
Existen cuatro principales vías de conversión termoquímica de la biomasa:

##### 1.2.4.1. Combustión

Proceso que se lleva a cabo a altas temperaturas y en exceso de aire estequiométrico, resultando como productos dióxido de carbono y vapor de agua. La biomasa puede ser utilizada como único combustible o mezclada con otros combustibles fósiles (co-combustión).

Se refiere a la reacción de oxidación completa de la biomasa con aire normalmente precalentado, inyectado en el horno.

La humedad de esta biomasa se elimina por evaporación. Después se rompen las cadenas macromoleculares orgánicas formando moléculas más pequeñas. Algunas de ellas son gases inertes o combustibles que se escapan del producto en descomposición. Estos últimos ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{SO}_2$ ), se oxidan inmediatamente al entrar en contacto con el aire y constituyen las llamas. Estas permiten continuar el calentamiento de los residuos y de los productos intermedios formados. Se forman nuevas moléculas más cortas [10].



*Figura 8. Grafico del ciclo que se produce durante la combustión [2]*

La combustión produce gases calientes a temperaturas de entre 800-1000 °C. Es posible quemar cualquier tipo de biomasa con humedades inferiores a 50% (por encima de esta humedad es mejor utilizarla en procesos de conversión biológica).

La escala de las plantas de combustión va de muy pequeños usos domésticos a plantas de gran tamaño de hasta los 3000 MW. La co-combustión con carbón es una aplicación muy atractiva por los altos rendimientos que se obtienen.

Los rendimientos de las plantas de combustión de generación eléctrica están entre el 20 y el 40% según tecnologías. Los mayores rendimientos se obtienen con plantas de más de 100 MWe o en co-combustión [11].

#### 1.2.4.2. Pirolisis

Tiene lugar en **ausencia total de oxígeno** y a una temperatura relativamente baja. Grandes moléculas de hidrocarburos se rompen en moléculas de hidrocarburos más pequeñas. La pirolisis genera como productos gases, líquidos o sólidos. El proceso suele venir acompañado de una combustión parcial, que aporta la energía necesaria para que se lleve a cabo, ya que se trata de reacciones endotérmicas, que requieren de un aporte externo de energía. Existen principalmente tres tipos de pirolisis:

- **Torrefacción o pirolisis ligera.** En este proceso, la biomasa es calentada a una temperatura desde los 230 a los 300 °C, en ausencia de oxígeno. Con madera como combustible, su estructura química es alterada, y se produce dióxido de carbono, monóxido de carbono, agua, ácido acético y metanol. La torrefacción incrementa la densidad energética de la biomasa, reduciendo con ellos sus costes de transporte.
- **Pirolisis lenta.** Produce gas y carbón vegetal
- **Pirolisis rápida.** Genera principalmente combustible líquido (líquido pirolítico). Eficiencia de hasta un 80% [11].

La pirolisis es una técnica muy prometedora en el campo de conversión energética de la biomasa residual, aunque presenta problemas de estabilidad térmica y de corrosión.

### 1.2.4.3. Gasificación

Se lleva a cabo en un **ambiente pobre en oxígeno**. Convierte los combustibles fósiles o no fósiles en gases combustibles, denominados syngas, y otros productos químicos. Requiere un medio para la reacción o agente gasificante, que puede ser gas (aire, oxígeno, vapor o mezcla de estos) o de agua supercrítica.

Opera normalmente a temperaturas entre 800-900 °C, produciendo syngas de 4-6 MJ/m<sup>3</sup> N, pudiendo ser quemado directamente en otros sistemas como turbinas de gas o motores [11].

La producción de syngas desde la biomasa permite la producción de metanol e hidrógeno, siendo muy buenas opciones para ser transportados.

Actualmente, la gasificación de combustibles fósiles es más común que la de combustibles biomásicos. Existen tres principales razones por las que llevar a cabo la gasificación, que no es más que la transformación de un combustible en otro:

- Aumentar el poder calorífico del combustible, eliminando componentes no combustibles como el nitrógeno y el agua.
- Eliminar sulfuros y nitrógeno, de modo que al quemar el combustible, no son liberados a la atmósfera en forma de contaminantes.
- Reducir el ratio másico carbón-hidrógeno en el combustible.

La gasificación se lleva a cabo en tres tipos de gasificadores principalmente: de lecho móvil o fijo (que puede ser updraft-contracorriente o downdraft-corrientes paralelas), de lecho fluidizado o de lecho arrastrado. La mayor parte

de los gasificadores actuales son de tipo downdraft de lecho móvil, y los segundos más instalados son los de lecho fluidizado.

Este proceso será desarrollado en profundidad en el Capítulo 5.

#### 1.2.4.4. Licuefacción

En este proceso, las grandes moléculas biomásicas son descompuestas en moléculas líquidas más pequeñas. Esto ocurre a más bajas temperaturas y en presencia de algún tipo de catalizador. Puede llevarse a cabo por medio de la pirolisis, gasificación o por procesos hidrotérmicos. En un proceso hidrotérmico, la biomasa es convertida en un combustible líquido, a través del contacto que mantiene la biomasa con el agua a altas temperaturas (300-350 °C) con altas presiones (12-20 MPa) durante un determinado periodo de tiempo.

En la siguiente tabla se pueden observar los principales parámetros de operación de estos procesos termoquímicos:

PROCESO	TEMPERATURA (°C)	PRESIÓN (MPa)	CATALIZADOR	SECADO
LICUEFACCIÓN	250-330	5-20	Esencial	No necesario
PIRÓLISIS	380-530	0,1-0,5	No necesario	Necesario
COMBUSTIÓN	700-1400	>0,1	No necesario	No necesario, pero mejora el proceso
GASIFICACIÓN	500-1300	>0,1	No necesario	Necesario

Tabla 2 Comparativa de los principales procesos de conversión termoquímica de la biomasa.

## 1.3. ANÁLISIS DE LA NORMATIVA ESPAÑOLA SOBRE BIOMASA COMO ENERGÍA PRIMARIA: CONSECUENCIAS DE LA MISMA

### 1.3.1. INTRODUCCIÓN

La legislación actual en el contexto de la biomasa es clave para su desarrollo y en la actual situación nos encontramos en pleno debate sobre ello.

Habría varios temas a tener en cuenta como, por ejemplo, si debe la legislación asegurar la viabilidad económica del sector de la biomasa o dicho de otra manera, asegurar un entorno rentable.

Los detractores de esto, que apuestan por las tecnologías convencionales, se apoyan en los precios más económicos con las que estas son capaces de generar la energía eléctrica, en oposición al conjunto de energías renovables que necesita la continua inyección económica de las instituciones.

La respuesta de los que apuestan por las renovables en general, y en la biomasa en particular se centra en que tal vez no se pague o no esté tasado correctamente lo que cuesta contaminar con las tecnologías convencionales. Es decir, que existe una situación de desprotección y contaminación del medioambiente, desproporcionada, a favor únicamente de tener unos precios bajos de la energía que consumimos.

El asunto es que parece que prima el precio, sobre la contaminación, los mercados, sobre la responsabilidad que hay que tener en el aprovechamiento de los medios naturales, todo ello en un mundo globalizado en el que la competitividad es muy alta y en un momento de crisis tan acusado, en el que contaminar el planeta es algo que es tolerado, que parece admisible, que no

está mal visto y que parece cosa de unos pocos obsesionados con proteger el medio ambiente.

### 1.3.2. Legislación vigente

#### 1.3.2.1. Legislación Comunitaria

La Unión Europea pretende aumentar el consumo de energía con origen en las energías renovables, y a su vez disminuir el consumo de energía primaria global, reduciendo a la vez, las emisiones de gases de efecto invernadero. Así lo constatan las Directivas Europeas sobre el sector energético y el medio ambiente.

La Normativa Comunitaria actualmente vigente es la directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001 [12] que tiene por objeto fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación eléctrica en el mercado y sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

Cada Estado miembro tiene fijado un objetivo relativo a la cuota de energía obtenida de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía para 2020. Este objetivo se ajusta al objetivo global «20-20-20» de la Comunidad Europea:

- Reducir un 20 % el consumo de energía primaria
- Reducción vinculante del 20 % de las emisiones de gases de efecto invernadero
- Presencia de un 20 % de energías renovables para 2020

Los Estados miembros deben establecer un plan de acción nacional para 2020 que determine la cuota de energía procedente de fuentes renovables consumida en el transporte, la electricidad y la producción de calor. Estos planes de acción deben tener en cuenta los efectos de otras medidas relativas a la eficiencia energética en el consumo final de energía (lo más importante es la reducción del consumo de energía; para alcanzar este objetivo sería necesario producir menos energía a partir de fuentes renovables). Estos planes deben establecer, asimismo, modalidades para reformar las normativas de planificación y tarificación así como el acceso a las redes de electricidad, en favor de energías generadas a partir de fuentes renovables.

La trasposición de estos planes por parte de España, ha tenido lugar con el Plan de Energías Renovables 2005-2010 [13], ya concluido, y el Plan de Energías Renovables 2011-2020 [14]. Más adelante serán analizados en profundidad.

Anteriormente se promulgó la Directiva 2001/77/CE [15] sobre la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables (eólica, solar, geotérmica, del oleaje, mareomotriz e hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración o biogás). A este respecto, el Tratado de adhesión fijó objetivos indicativos nacionales en relación con la parte de electricidad producida a partir de esas fuentes de energía en cada nuevo Estado miembro. Esos objetivos se tradujeron en un objetivo global del 21 % para la UE-25.

Sobre el uso las emisiones derivadas del uso de carburantes y biocarburantes, existe la Directiva 2009/30/CE [16] que dice que deben reducirse las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la vida útil de los combustibles. Sobre los biocarburantes expone que su creciente demanda mundial y los incentivos para su uso previstos en la Directiva, no deben tener como efecto alentar la destrucción de suelos ricos en biodiversidad. Deben preservarse estos recursos

agotables, cuyo valor para toda la humanidad se reconoce en diversos instrumentos internacionales. Los consumidores en la Comunidad, además, considerarían moralmente inaceptable que el aumento de la utilización de biocarburantes pueda provocar la destrucción de áreas biodiversas. Es decir, apuntan hacia un uso sostenible y responsable de biocarburantes con el fin de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Sobre la promoción del uso de biocarburantes, existe la Directiva 2003/30/CE [17] del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.

En ésta se promueve el uso de biocarburantes de carácter renovable (un mínimo de 5,75% en cada estado miembro del total de carburantes) de los siguientes tipos:

- bioetanol: producto de la fermentación de plantas ricas en azúcar o almidón;
- biodiésel: combustible líquido similar al gasóleo producido, para uso como biocarburante, a partir de la biomasa o de aceites de fritura;
- ETBE: bioetanol esterificado;
- biogás: combustible gaseoso producido mediante fermentación anaerobia por bacterias de materias orgánicas;
- biometanol: metanol producido a partir de la biomasa;
- bioaceite: aceite combustible producido por pirólisis (descomposición molecular anaerobia de la biomasa por aplicación de calor).

En la Directiva 2003/96/CE [18] del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, se fijaban los gravámenes mínimos que debían tener en los estados miembros los productos energéticos y de la electricidad

cuando se utilizan como carburantes o combustibles de calefacción (no lo están cuando sirven de materia prima o intervienen en reducciones químicas o en procedimientos electrolíticos o metalúrgicos). Es decir, se establecían unas condiciones impositivas mínimas comunes en toda la Unión Europea.

### 1.3.2.2. Legislación Nacional

A nivel nacional la legislación más importante concerniente a la producción de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovables es el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo [19], por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

La producción de electricidad a partir de fuentes renovables está regulada desde 1980 mediante la Ley 82/1980, sobre conservación de la Energía [20], que es el germen de la actual regulación de las energías renovables. Esta Ley establece las normas y principios básicos, así como los incentivos, para la mejora de la eficiencia energética, el desarrollo de las renovables y la reducción de la dependencia energética.

Sin embargo, es en el Real Decreto 2.366/1994, de 9 de [21], que refunde la normativa desarrollada tras la Ley 82/1980 y regula a través del régimen especial las relaciones entre productores con cogeneración y renovables y empresas distribuidoras, cuando se menciona por primera vez la biomasa, como tal, para la producción de energía eléctrica.

El Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre [22], adaptó el régimen especial de energías renovables y cogeneración a la liberación del sector eléctrico.

Desde ese momento la normativa ha ido evolucionando, a través de sucesivas reglamentaciones, hasta la publicación y entrada en vigor el 1 de junio de 2007 del RD 661/2007 [19] , por el que se regula la producción de energía eléctrica.

De forma casi coetánea, en mayo de 2007, se publica el RD 616/2007 de fomento de la cogeneración [23].

El Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril [24], que crea el Registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial establece mecanismos suficientes que permitan planificar las instalaciones de este tipo de energías, el montante y la distribución en el tiempo de las primas de retribución y por tanto el impacto en los costes que se imputan al sistema tarifario. Actualmente se encuentra suspendida esta ley por el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero [25], por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos debido principalmente a la crisis económica que España sufre en estos momentos.

Los principales cambios que aporta el RD 661 son:

- En términos generales, incrementos de la retribución, para permitir el cumplimiento de los objetivos.
- Retribución diferenciada según el tipo de recurso.
- Permitir instalaciones híbridas.
- Establecimiento de un sistema de certificación.
- Posibilitar la presencia de instalaciones pequeñas, favoreciendo la entrada de tecnologías emergentes como la gasificación.

- Exigencia de una eficiencia energética mínima. Favorecer económicamente la cogeneración.
- Posible prima a la co-combustión en centrales de régimen ordinario.

El nuevo RD crea un escenario favorable para las cogeneraciones con biomasa, especialmente en el sector terciario, y se muestra exigente con aquellas cogeneraciones con poca valorización de calor.

La producción eléctrica con biomasa, sea cogeneración o no, y en particular las instalaciones puestas en marcha a partir de 1 de enero de 2008, estarán a lo dispuesto en el RD 661/2007 que entró en vigor el 1 de julio de 2007 en sustitución del RD 436/2004 [26].

Además del RD 661/2007, debe de ser tenida en cuenta la siguiente legislación:

**1. B.O.E. de 28-11-1997, Ley 54/1997, de 27 noviembre [27] , del sector eléctrico**

La presente Ley regula las actividades destinadas a los suministros de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. Así mismo, fija el objetivo de alcanzar un 12% de la energía primaria con fuentes renovables en 2010.

**2. Orden de 9 de Mayo de 2000 [28]**, por la que se homologa el contrato tipo de compraventa y recepción de biomasa procedente de cultivo de cardo, destinada a la producción de energía eléctrica. BOE 121, de 20-05-00.

**3. Orden PRE/472/2004, de 24 de Febrero [29]**, por la que se crea la Comisión Interministerial para el aprovechamiento energético de la biomasa. BOE 50, de 27-2- 2004. Entre las distintas tecnologías de aplicación energética que considera el Plan está la biomasa o materia fotosintética, de la cual se aprovecha su contenido energético en una primera transformación (residuos

agrícolas, forestales, cultivos energéticos, etc.) o en una segunda etapa (residuos animales transformados a biogás, biocarburantes, etc.). La energía procedente de la biomasa, para su aplicación en usos térmicos y eléctricos.

**4. Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 [13] (concluido).** Durante los últimos años, la biomasa experimentó en España unos desarrollos sensiblemente inferiores a los fijados en su día como objetivos del Plan de Fomento, y persistieron en ella importantes barreras a las que este Plan de Energías Renovables 2005-2010 pretendió dar respuesta. Por lo que se refiere a las aplicaciones eléctricas de la biomasa, el objetivo de crecimiento en el periodo 2005-2010 fue de 1.695 MW.

**5. ORDEN ITC/1522/2007 [30],** de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. La presente orden tiene por objeto regular la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, con objeto de fomentar su contribución a la producción de electricidad así como facilitar el comercio de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Igualmente, se establecen una serie de obligaciones de información por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de la Comisión Nacional de Energía, en relación, por un lado, con el establecimiento de objetivos indicativos nacionales y las medidas previstas para alcanzarlos, y por otro, con la evaluación del marco normativo respecto de los procedimientos de autorización de estas instalaciones.

**6. RESOLUCIÓN de 13 de marzo de 2009 [31],** de la Presidencia del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se establece la convocatoria y bases correspondientes a la habilitación de empresas

colaboradoras en el Programa de Acuerdos Voluntarios con empresas del sector de la biomasa térmica en edificios. El objeto de las presentes bases es establecer el procedimiento para la habilitación de empresas que estén interesadas en participar en el Programa de Acuerdos Voluntarios para la ejecución de proyectos de biomasa térmica en edificios.

**7. El Código Técnico de la Edificación (CTE)**, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo [32], es el nuevo marco normativo que establece las exigencias que deben cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad.

El Código Técnico [32] contiene un **Documento Básico de Ahorro de Energía** donde se establecen las exigencias básicas en eficiencia energética y energías renovables que deben cumplir los nuevos edificios y los que se reformen o rehabiliten.

Este Documento Básico consta de las siguientes secciones:

- HE.1: Limitación de demanda energética (calefacción y refrigeración).
- HE.2: Rendimiento de las instalaciones térmicas.
- HE.3: Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.
- HE.4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.
- HE.5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.

Se puede justificar el cumplimiento del documento HE-4: Contribución solar mínima de agua caliente, de la siguiente manera:

Según el punto 1.1 Ámbito de aplicación, la contribución solar mínima determinada en aplicación de la exigencia básica que se desarrolla en esta Sección, podrá disminuirse justificadamente en los siguientes casos:

- a) Cuando se cubra ese aporte energético de agua caliente sanitaria mediante el aprovechamiento de energías renovables, procesos de

cogeneración o fuentes de energía residuales procedentes de la instalación de recuperadores de calor ajenos a la propia generación de calor del edificio.

En el caso de instalaciones de biomasa en edificación se cubre el 100% del agua caliente sanitaria mediante el aprovechamiento de energías renovables (caldera de biomasa), por lo que se cubre más que la contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.

**8. El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) [33],** establece las condiciones que deben cumplir las instalaciones destinadas a atender la demanda de bienestar térmico e higiene a través de las instalaciones de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria, para conseguir un uso racional de la energía.

Las mayores exigencias en eficiencia energética que establece el Real Decreto se plasman en:

- Mayor Rendimiento Energético en los equipos de generación de calor y frío, así como los destinados al movimiento y transporte de fluidos.
- Mejor aislamiento en los equipos y conducciones de los fluidos térmicos.
- Mejor regulación y control para mantener las condiciones de diseño previstas en los locales climatizados.
- **Utilización de energías renovables disponibles, en especial la energía solar y la biomasa.**
- Incorporación de subsistemas de recuperación de energía y el aprovechamiento de energías residuales.
- Sistemas obligatorios de contabilización de consumos en el caso de instalaciones colectivas. Desaparición gradual de combustibles sólidos más contaminantes.

- Desaparición gradual de equipos generadores menos eficientes.

El RITE [34] ha sido modificado con la doble finalidad de incorporar a nuestro ordenamiento jurídico las obligaciones derivadas de la Directiva 2010/31/UE, en lo relativo a las instalaciones térmicas de los edificios, y de actualizar el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, adaptándolo a las nuevas necesidades de ahorro y eficiencia energética.

**9. La ley 45/2007, de 13 de diciembre [35],** para el desarrollo sostenible del medio rural, establece en su artículo 24, respecto a la potenciación de las energías renovables y en particular para la biomasa, incluyendo medidas como:

a) La producción de energía a partir de la biomasa y de los biocombustibles, incentivando los cultivos agrícolas energéticos que cumplan con criterios de sostenibilidad y la prevención, la reutilización y el reciclaje, por este orden de prioridad, de los residuos, favoreciendo la valorización energética para los no reutilizables ni reciclables.

b) El aprovechamiento energético de los residuos agrícolas, ganaderos y forestales en el medio rural, potenciando la regeneración y limpieza de montes, así como la actividad del pastoreo, en aquellas zonas con mayor grado de abandono o riesgo de incendios.

c) La producción de energía a partir de la biomasa, en particular la procedente de operaciones de prevención de incendios y de planes de gestión forestal sostenible, y la procedente de residuos forestales, agrícolas y ganaderos.

d) La producción de energía a partir de biocombustibles, siempre y cuando se trate de cultivos agrícolas energéticos adaptados a las circunstancias locales y compatibles con la conservación de la biodiversidad.

e) La producción de energía eólica y solar, en particular, y los sistemas o proyectos tecnológicos de implantación de energías renovables para uso

colectivo o particular térmico o eléctrico y de reducción del uso de energías no renovables.

f) La sustitución del consumo público y privado de energías no renovables, el mantenimiento y aumento de las prestaciones de la cubierta vegetal como sumidero de CO<sub>2</sub>, la reducción de las emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero, y la adaptación de las actividades y los usos de los habitantes del medio rural a las nuevas condiciones medioambientales derivadas del cambio climático.

**10. La ORDEN ITC/2877/2008** [36], de 9 de octubre, que establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

**11. El reciente Real Decreto 235/2013** [37], de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, contribuirá de forma importante en el aumento de instalaciones de biomasa para mejorar la calificación energética de los edificios.

### 1.3.3. Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 [14]

El artículo 78 de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible [38] (BOE núm. 55 de 5 de marzo) establece los objetivos nacionales mínimos de energías renovables en 2020, estableciendo a su vez que el Gobierno aprobará planes de energías renovables que hagan posible el cumplimiento de los objetivos fijados y que permitan la posibilidad efectiva de desarrollo de las energías renovables en todas las Comunidades Autónomas.

Por su parte, la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre Evaluación de los efectos de determinados Planes y Programas en el Medio Ambiente [39], tiene por objeto

promover un desarrollo sostenible, conseguir un elevado nivel de protección del medio ambiente y contribuir a la integración de los aspectos ambientales en la preparación y adopción de planes y programas, mediante la realización de una evaluación ambiental de aquellos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente.

### 1.3.3.1. Antecedentes: Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010

El Plan de Energías Renovables en España PER 2005-2010, marcaba unos objetivos energéticos para cada área renovable, así como definía unos beneficios derivados de su aplicación, entre los que se encontraban los medioambientales y socioeconómicos y que se recogen a continuación, a modo de antecedentes al PER 2011-2020.

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 planteaba tres objetivos principales, siendo los dos últimos, objetivos indicativos procedentes de sendas directivas europeas para el año 2010:

1. Mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el **12% del consumo total de energía en 2010**.
2. Conseguir un 29,4% mínimo de generación eléctrica con renovables sobre el consumo nacional bruto de electricidad.
3. Alcanzar un **5,75% mínimo** (5,83% en el desarrollo normativo posterior) de **biocarburantes** en relación con el consumo de gasolina y gasóleo en el transporte, de acuerdo a la Directiva **2003/30/CE**.

La generación de electricidad con fuentes de energía renovables ha experimentado un fuerte crecimiento durante la vigencia del PER 2005-2010,

en especial en las áreas eólica, solar fotovoltaica y más recientemente en solar termoeléctrica.

### 1.3.3.2. Objetivos del PER 2011-2020

Como ya se ha dicho, la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009 [12], relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

El PER 2011-2020 [14], es algo más ambicioso respecto a las energías renovables, puesto que recoge una serie de medidas, que, convenientemente combinadas, ejecutadas, coordinadas y supervisadas, pretenden cumplir con los requerimientos europeos, alcanzando los objetivos nacionales en 2020 fijados en el Plan, y que se recogen, a modo de resumen, en la Tabla 3.

Se puede observar cómo para la biomasa (grupo conjunto de biomasa sólida, RSU y biogás) se plantea pasar en 10 años a un incremento en Potencia instalada en torno a un 50%, aumentando de 825 MW hasta un total de 1.950 MW. Con ello se pasaría de una producción bruta de energía eléctrica de 4.228 GWh en 2010 a 12.200 GWh en 2020. Hay que tener en cuenta que el RD 661/2007 ya establecía unos objetivos de potencia para los grupos b.6 y b.8, 1.317 MW y para las de los combustibles del grupo b.7, 250 MW (excluyendo la co-combustión). En potencia total el RD661/2007 establecía un objetivo para la biomasa de 1567 MW.

	2010			2020		
	MW	GWh	GWh (normalizados) (*)	MW	GWh	GWh (normalizados) (*)
<b>Hidroeléctrica (sin bombeo)</b>	13.226	42.215	31.614	13.861	33.140	32.814
< 1 MW (sin bombeo)	242	802	601	268	843	835
1 MW-10 MW (sin bombeo)	1.680	5.432	4.068	1.917	5.749	5.692
> 10 MW (sin bombeo)	11.304	35.981	26.946	11.676	26.548	26.287
por bombeo	5.347	3.106	(**)	8.811	8.457	(**)
<b>Geotérmica</b>	0	0	(**)	50	300	(**)
<b>Solar fotovoltaica</b>	3.787	6.279	(**)	7.250	12.356	(**)
<b>Solar termoeléctrica</b>	632	691	(**)	4.800	14.379	(**)
<b>Energía hidrocinética, del oleaje, mareomotriz</b>	0	0	(**)	100	220	(**)
<b>Eólica en tierra</b>	20.744	43.708	42.337	35.000	71.640	70.734
<b>Eólica marina</b>	0	0	0	750	1.845	1.822
<b>Biomasa, RSU, biogás</b>	825	4.228	(**)	1.950	12.200	(**)
Biomasa sólida	533	2.820	(**)	1.350	8.100	(**)
RSU	115	663	(**)	200	1.500	(**)
Biogás	177	745	(**)	400	2.600	(**)
<b>TOTALES (sin bombeo)</b>	<b>39.214</b>	<b>97.121</b>	<b>85.149</b>	<b>63.761</b>	<b>146.080</b>	<b>144.825</b>

(\*) Normalizados

(\*\*) En este caso no se normaliza la energía generada

*Tabla 3 Objetivos 2010 y 2020 del PER 2011-2020 en el Sector Eléctrico (Potencia instalada, Generación bruta sin normalizar, Generación bruta normalizada) [14]*

Es decir, se prevé un aumento de la biomasa (biomasa sólida, residuos sólidos urbanos y biogás) de 383 MW en 10 años (38,3 MW/año), cuando el PER 2005-2010 partía en el año 2004 con 451 MW [40] y el objetivo marcado hasta 2010 era de 1.567 MW, lo que supone un aumento de 1.116 MW en 5 años (223,2 MW/año). Este hecho constituye un desistimiento importante en la apuesta por la biomasa para la generación eléctrica.

De estas previsiones de generación eléctrica para el año 2020 derivan unas horas de funcionamiento de las potencias instaladas según tecnologías tal como se expone a continuación:

	<b>2010</b> <b>(horas/año)</b>	<b>2020</b> <b>(horas/año)</b>
<b>Biomasa sólida</b>	5.290	6.000
<b>RSU</b>	5.765	7.500
<b>Biogás</b>	4.200	6.500

*Tabla 4 Horas de funcionamiento anual de cada fuente de energía para generación eléctrica [40]*

De los resultados de la tabla anterior, exponer que también se supone en las previsiones para 2020 que va a existir un aumento en las horas de funcionamiento anual de las tecnologías relacionadas con la biomasa, lo cual dependerá de existencias de combustibles suficientes, mejora de las tecnologías y su estabilidad de funcionamiento, etc.

Las horas de funcionamiento con biomasa sólida previstas para 2020 son un total de 6.000 horas, cuando se considera que para que un proyecto de generación eléctrica con biomasa sea viable, necesitaría un mínimo de 7.000-7.500 horas [41]. Es decir, se está plasmando en el PER 2011-2020, el déficit de desarrollo tecnológico que la biomasa presenta actualmente y que debe ser solucionado. Las horas de funcionamiento del año 2010 confirman los límites en los tiempos de operación que tienen las plantas de conversión energética de biomasa, con unos valores medios de 5.000 horas/año.

### **1.3.3.3. Medidas contempladas en el Plan Energías Renovables 2011-2020 para el fomento del uso de la biomasa**

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 [14] contempla alrededor de 90 medidas, de las cuales, una cuarta parte son medidas horizontales y el resto sectoriales.

Aunque los planes de potenciación de las energías renovables recogidos en el PER 2011-2020 quedan de momento en segundo plano, por la promulgación del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero [25], por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, debido principalmente a la situación de crisis económica que España atraviesa.

Todas estas medidas se pueden dividir en cinco grandes grupos:

- **Marcos de apoyo.**
- **Medidas económicas.**
- **Medidas normativas.**
- **Actuaciones en infraestructuras energéticas.**
- **Medidas de planificación, promoción, información, formación y otras.**

A continuación se incluyen algunas de las medidas en calidad de ejemplo para potenciar el desarrollo de la biomasa en cada uno de los grupos:

### **MARCOS DE APOYO**

Se entiende por marco de apoyo a las energías renovables el conjunto estructurado de instrumentos jurídicos, económicos, técnicos y de otro tipo, tendente al fomento de la utilización de fuentes de energía renovables, favoreciendo su competitividad frente a las energías convencionales y su integración en el modelo productivo y en el sistema energético.

Dentro de esta categoría, se enmarcan tres sistemas, los dos primeros basados en la retribución de la energía producida con energías renovables:

- Régimen Especial de generación eléctrica con renovables

Se propone la adaptación del marco retributivo para la energía eléctrica generada con energías renovables contemplando unos niveles de retribución a la generación eléctrica que permitan la obtención de unas tasas razonables de rentabilidad de la inversión.

- ICAREN, un nuevo sistema diseñado para mejorar el desarrollo de las energías renovables para usos térmicos.

Se trata de un sistema de apoyo directo a la producción, incompatible con la percepción de ayudas a la inversión y específico para proyectos desarrollados a través de Empresas de Servicios Energéticos Renovables (ESEs). Por tanto, debe existir un productor que transmita la energía a un consumidor realizando una actividad económica.

- Balance neto de electricidad, nuevo sistema para el fomento de la generación distribuida y la compensación de saldos entre consumidor y compañía suministradora.

Éste se define como aquel sistema de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que auto-produce parte de su consumo eléctrico, compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda.

### **MEDIDAS ECONÓMICAS**

Medidas relativas a la subvención de proyectos y actuaciones, como por ejemplo:

- Subvenciones para energías renovables con generación eléctrica, complementario al Régimen Especial.
- Subvención a proyectos que no reciben apoyo económico del Régimen Especial.
- Subvención a instalaciones de biogás agroindustrial que reconozcan las emisiones gases de efecto invernadero evitadas.

- Mejora del marco económico para el aprovechamiento de biomasa procedente de masas forestales a implantar, o cultivos con fines energéticos.

La Tabla 5 recoge la síntesis de las dotaciones estimadas para estas subvenciones:

		Coste subvenciones (millones de euros) Total 2011-2020
1	I+D	180
2	Estudios previos geotermia	8
3	I+D aplicaciones térmicas y biocarburantes	122
4	Demostración tecnológica en generación eléctrica (complemento al RE)	291
5	Aplicaciones eléctricas aisladas de red y balance neto (no perciben retribución del RE)	46
6	Aplicaciones térmicas mediante convenios con las CCAA	180
7	Generación de biogás industrial	142
8	Replantaciones forestales energéticas (*)	300
9	Residuos energéticos forestales y agrícolas (*)	162
10	Cultivos energéticos forestales y agrícolas (*)	77
Total (*)		968

*Tabla 5 Estimación de subvenciones previstas para llevar a cabo las medidas económicas que prevé el PER 2011-2020 [11]*

		Coste financiación (millones de euros) Total 2011-2020
A	Investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos	70
B	Demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energías renovables	438
C	Fase comercial pero con una cierta barrera que impide su desarrollo	176
D	Entidades financieras privadas para financiación del ESEs de energías renovables térmicas con apoyo del IDAE	30
E	Instalaciones de generación eléctrica distribuida de P> 10 kW	38
F	Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas	46
G	Fomento de las empresas de producción y logística de la biomasa	163
Total		961

*Tabla 6 Costes de las líneas de financiación previstas en el PER 2011-2020 [14]*

Hay que matizar que las partidas 8, 9 y 10 que aparecen en la Tabla 5, no vienen incluidas en el sumatorio total por la incertidumbre de presupuestos existente, que no puede asegurar que se puedan llevar a cabo esas inversiones.

La Tabla 6 recoge la síntesis económica de líneas de financiación y los objetivos a los que irían dirigidas.

### **MEDIDAS NORMATIVAS**

Tras los marcos de apoyo y las medidas de tipo económico, el tercer gran grupo de medidas contempladas en el PER es el de medidas normativas. A continuación se presentan algunas de estas medidas:

- Creación y regulación de la Explotación Agraria Productora de Energías Renovables (EAPER).
- Elaboración de un Programa Nacional de Desarrollo Agroenergético
- Modificación del Código Técnico de la Edificación (CTE)
- Inclusión de las EERR térmicas y las redes de calefacción en los sistemas de certificación energética de edificios
- Adaptación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE) a las tecnologías de energías renovables
- Establecimiento de una obligación de proporcionar información sobre las mezclas de biocarburantes garantizadas en vehículos nuevos
- Establecimiento de una obligación de comercialización de mezclas etiquetadas de biocarburantes en estaciones de servicio
- Unificación de los listados de productos considerados como biocarburantes en las diferentes normativas que afectan al sector
- Elaboración e implantación de un sistema de aseguramiento de la calidad de los biocarburantes.

- Establecimiento de una obligación de uso de biocarburantes para concesiones de líneas de transporte
- Fomento de la aplicación agrícola de los digestatos procedentes de procesos de digestión anaerobia
- Creación del marco legal que permita la inyección de biometano en las redes de gas natural
- Establecimiento de un sistema de certificación de biomasa según lo establecido en el RD 661/2007
- Creación de un registro de Combustibles Sólidos Recuperados (CSR) e implantación de un sistema AENOR de calidad en los procesos de producción de CSR

### **ACTUACIONES EN INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS**

Además de las medidas concretas enunciadas en las páginas anteriores, el Plan recomienda una serie de actuaciones con el objetivo de favorecer la integración de las energías renovables dentro de las infraestructuras energéticas.

Por ejemplo, es necesario avanzar en medidas de carácter normativo que permitan la inyección de biometano en las redes de gas, salvaguardando la seguridad del sistema y al mismo tiempo garantizando el acceso no discriminatorio a la red de un gas de origen renovable. Asimismo, es preciso desarrollar mecanismos de apoyo eficientes, sabiendo que se trata de una aplicación en la que tienen gran importancia las economías de escala.

Los actuales costes de depuración e inyección, así como el estado aún poco desarrollado del sector del biogás agroindustrial y de la normativa necesaria para facilitar la inyección a red, hacen pensar que la implantación de esta aplicación del biogás sea lenta, reduciéndose a proyectos aislados durante los

primeros años del periodo 2011-2020 y aumentando su uso a partir del año 2014.

#### 1.3.4. Estado actual del uso de la biomasa como energía primaria

En este apartado se trata de reflejar el estado de desarrollo en el que quedó el uso de la biomasa como energía primaria después de la ejecución del Plan de Energías renovables 2005-2010.

##### **Biomasa como Energía Primaria total**

En el año 2004 el consumo de biomasa para aplicaciones térmicas con combustible sólido y gas fue de 3.456 ktep y en 2010 el consumo fue de 3.689 ktep (un aumento de un 6,7%).

En el año 2010 la mayor parte de los **3.655 ktep** de consumo térmico final de biomasa en España provenía del sector forestal, utilizándose en sector doméstico, mediante sistemas tradicionales poco eficientes (uso de leñas) y en industrias forestales para consumo térmico o cogeneración.

Para biocarburantes, el consumo de biomasa en el 2004 fue de 228 ktep y en 2010 de 1.442 ktep (aumento del 532% sobre todo desde el año 2008 a 2010). El porcentaje de consumo de biocarburantes sobre el total de gasolina y gasóleo fue del 4,99%, muy cercano al objetivo del 5,75% planteado por el PER 2005-2010 [13].

El total de biomasa utilizada como energía primaria (incluyendo la utilizada para la generación de energía eléctrica, térmica y biocarburantes) fue en el año 2004 de 4.476 ktep y en el año 2010 fue de 6.323 ktep (aumento del 41%).

El total de energías renovables como fuente de energía primaria fue de 8.891 ktep en 2004 y 14.892 ktep en 2010 (aumento del 67%).

Comparando el aumento experimentado por el total de renovables como energía primaria en relación a la biomasa, en esta última el incremento fue del 41% frente al 61%. Se observa una velocidad menor de crecimiento de 20 puntos porcentuales.

El porcentaje total de las renovables como energía primaria sobre el total fue del 11,3%, por lo que prácticamente se alcanzó el objetivo del 12% fijado en el PER 2005-2010 [13]. La energía primaria de la biomasa sobre el total en el 2010 representó el 4,8%, principalmente por su uso para aplicaciones térmicas.

### **Potencia Eléctrica Instalada con Biomasa**

Independientemente de los objetivos de cogeneración, los objetivos a 2010 en cuanto a potencia a instalar en plantas que emplearan biomasa como combustible principal se cifraban en según el RD 661/2007 [19]:

- Producción eléctrica con biomasa (grupos b.6 y b.8): 1.317 MW
- Producción eléctrica con biogás (grupo b.7): 250 MW

La Comisión Nacional de la Energía publica mensualmente en su web ([www.cne.es](http://www.cne.es)) [40] la potencia inscrita por grupos.

La cifra de potencia instalada de plantas con biomasa sólida en el año 2010 fue de 638 MW, y de 177 MW con biogás, cuando los objetivos fijados en el RD 661/2007 eran de 1.317 MW para biomasa sólida y de 250 MW para biogás. Es decir, se alcanzó un 48% sobre el objetivo para la biomasa sólida y un 71% para

biogás. Se deduce por lo tanto que el desarrollo de la biomasa sólida para generación eléctrica fue escaso.

### **Generación de Energía Eléctrica con Biomasa**

En la tabla siguiente, figura la generación de electricidad por fuentes en el período 2005 - 2010, con desglose para cada una de las energías renovables según los datos reales de producción, así como el porcentaje que representa la generación de electricidad de origen renovable sobre el consumo bruto de electricidad, calculado este porcentaje de dos formas distintas: a partir de los datos reales de producción, y a partir de valores medios normalizados para la generación hidroeléctrica y eólica.

De acuerdo con los datos reales de producción, la aportación de electricidad de origen renovable al consumo bruto de electricidad en 2010, un año muy húmedo, fue de un 33,3%, frente al 17,9% de aportación que hubo en el año 2004.

Cabe destacar la variabilidad de este porcentaje en función, principalmente, del recurso hidroeléctrico. Es por ello, que también se haya calculado este porcentaje considerando valores de producción medios para energía hidroeléctrica y eólica, utilizando la metodología de normalización que establece la Directiva 2009/28 [12], en la que la generación hidráulica para el año de estudio se calcula considerando valores medios de los últimos quince años de producción, excluyendo la producción procedente de agua previamente bombeada aguas arriba, y la generación eólica se calcula a partir de los últimos cinco años de producción. De esta forma, el porcentaje de energías renovables sobre el consumo final bruto para el año 2010 fue del 29,2%, (frente al 18,5% de 2004). Por lo que el objetivo de conseguir un 29,4%

mínimo de generación eléctrica con renovables sobre el consumo nacional bruto de electricidad fue alcanzado.

Generación y consumo bruto de electricidad en España							
GWh	Datos reales de producción						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Carbón	80.639	81.458	69.850	74.666	49.892	36.864	25.493
Nuclear	63.606	57.539	60.126	55.102	58.971	52.761	61.788
Gas natural	56.556	82.819	94.706	98.272	122.964	109.565	96.216
Productos petrolíferos	22.427	24.261	22.203	21.591	21.219	20.074	16.517
<b>Energías renovables</b>	<b>49.324</b>	<b>42.441</b>	<b>51.772</b>	<b>58.205</b>	<b>62.049</b>	<b>74.362</b>	<b>97.121</b>
Hidroeléctrica	30.957	18.573	25.582	27.230	23.301	26.353	42.215
Eólica	16.193	21.175	23.297	27.568	32.496	38.091	43.708
Fotovoltaica	54	41	119	501	2.541	5.939	6.279
Termoeléctrica	0	0	0	8	16	103	691
Biomasa, biogás, RSU y otras	2.120	2.652	2.774	2.898	3.696	3.876	4.228
Generación hidroeléctrica procedente de bombeo (no renovable)	2.885	4.452	3.940	3.289	2.817	2.831	3.106
<b>Consumo bruto</b>	<b>274.843</b>	<b>291.626</b>	<b>299.318</b>	<b>305.374</b>	<b>306.873</b>	<b>288.351</b>	<b>291.903</b>
<b>Renovables sobre consumo bruto (datos reales de producción año en curso)</b>	<b>17,9%</b>	<b>14,6%</b>	<b>17,3%</b>	<b>19,1%</b>	<b>20,2%</b>	<b>25,8%</b>	<b>33,3%</b>
<b>Renovables sobre consumo bruto (año medio normalizado según metodología Directiva 2009/28)</b>	<b>18,5%</b>	<b>18,4%</b>	<b>19,1%</b>	<b>20,7%</b>	<b>23,0%</b>	<b>27,1%</b>	<b>29,2</b>

*Tabla 7 Generación y Consumo Bruto Eléctrico en el periodo 2004-2010 en España [11]*

Se observa cómo la producción a partir del grupo de biomasa, biogás, RSU y otros, fue en el 2004 de 2.120 GWh y en el 2010 fue de 4.228 GWh, duplicando prácticamente la producción (aumento del 100%), comportamiento muy similar al que tuvo el total de energías renovables pasando de 49.324 GWh en 2004 a 97.121 GWh en 2010 (aumento del 103%). Este hecho no es muy significativo, ya que la fracción de generación eléctrica con biomasa sobre el total de energía generada representa el 1,44%, es decir, representa un porcentaje muy pequeño.

En el siguiente gráfico, se muestran las producciones de cada de las fuentes de energía durante el año 2010, y los porcentajes que representan respecto al consumo bruto eléctrico.

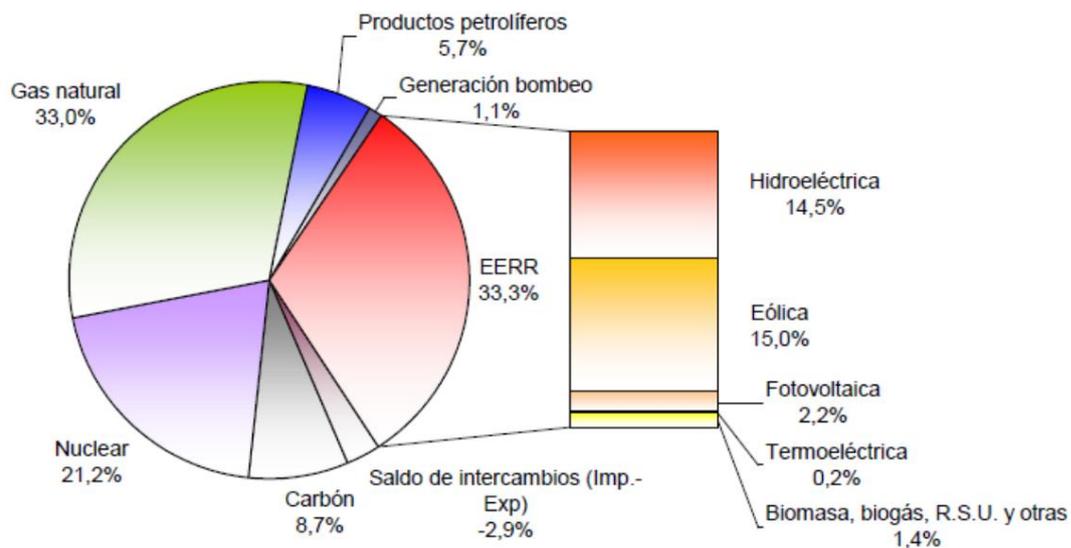


Figura 9. Gráfico de porcentajes de producción de energía eléctrica respecto al consumo bruto eléctrico de energía en el año 2010 [14]

El potencial de biomasa disponible en España, bajo hipótesis conservadoras, se sitúa en torno a 87 millones de toneladas de biomasa primaria en verde, incluyendo restos de masas forestales existentes, restos agrícolas, masas existentes sin explotar y cultivos energéticos a implantar. A este potencial se suman más de 12 millones de toneladas de biomasa secundaria seca obtenida de residuos de industrias agroforestales [14].

En los últimos años se está iniciando el desarrollo de los cultivos energéticos y de la mecanización específica para la recogida, extracción y tratamiento de biomasa. El reto de la organización logística de todo el potencial de biomasa

existente en España es la base de que ésta se pueda consolidar como un combustible de mayor uso.

Respecto a las aplicaciones, la implantación de tecnologías modernas para la biomasa térmica en edificios y los desarrollos tecnológicos en gasificación y ciclos ORC para la implantación de cogeneraciones hacen prever, para los próximos años, una expansión de la biomasa en el sector térmico en edificios e instalaciones industriales. Por ejemplo, la biomasa jugará un papel importante en edificación para conseguir calificaciones energéticas de mayor nivel [37].

Sobre las tecnologías de conversión de la biomasa, hay que remarcar que la gasificación es una tecnología que sigue planteando inestabilidades de funcionamiento con la biomasa como combustible [42]. La combustión de biomasa, por ser un proceso muy maduro con combustibles fósiles, es la tecnología más fiable para la generación eléctrica. Pero hay que tener en cuenta que algunos combustibles como la paja, en ciertas condiciones de operación, también puedan generar problemas de depósitos y corrosión en las calderas [43].

El avance tecnológico que la biomasa necesita, viene también acompañado por el efecto del Real Decreto ley de 27 de enero de 2012, que ha frenado de forma muy importante las iniciativas de implantación de energías renovables, incluyendo la biomasa.

### **1.3.5. Conclusiones**

La tendencia energética de los Estados miembros de la Unión Europea, como no puede ser de otro modo, es hacia la reducción de consumo de energía

primaria, el aumento de la presencia de las de energías renovables y la reducción de emisiones de efecto invernadero.

Otro gran objetivo de la Unión Europea, es el control de los carburantes, de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas y de la potenciación de los biocarburantes (incidiendo en la importancia de la sostenibilidad en la explotación de los cultivos necesarios para la producción de dichos biocarburantes).

La legislación española no penaliza económicamente la mayor contaminación de las conversiones energéticas convencionales, al menos en forma que las sitúe en desventaja frente a las no tan contaminantes. Por ello, estas últimas, son más rentables aun siendo más contaminantes, y de momento la legislación las avala, de ahí que su uso sea el más extendido.

Durante la vigencia del Plan de Energías Renovables 2005-2010, se llegó a la cifra de potencia instalada de plantas con biomasa sólida de 638 MW, y de 177 MW con biogás, cuando los objetivos fijados en el RD 661/2007 eran de 1.317 MW para biomasa sólida y de 250 MW para biogás. Es decir, se alcanzó un 48% sobre el objetivo para la biomasa sólida y un 71% para biogás. Se deduce por lo tanto que el desarrollo de la biomasa sólida para generación eléctrica fue escaso.

De la revisión sobre la normativa vigente en España en relación al uso de la biomasa como energía primaria, para su conversión en otros tipos de energía, podemos concluir que:

- En el caso de España, las instalaciones de generación eléctrica a partir de biomasa parece que no alcanzan las horas de funcionamiento previstas de acuerdo a lo que viene a ser habitual en el diseño de este tipo de plantas (superior o igual a 7.000 horas), estando la media de horas de

operación en torno a las 5.000 horas. Y las previsiones para el año 2020 sitúan las horas de operación de la biomasa sólida en generación eléctrica en 6.000 horas/año según el PER 2011-2020, lo cual confirma el déficit tecnológico a resolver de estas tecnologías de conversión energética de la biomasa. Esta preocupación ya la expresan los profesionales del sector en una encuesta llevada a cabo sobre este hecho, entre otros, sobre el posible uso de la biomasa en España para la generación eléctrica [41].

- Los planes de potenciación de las energías renovables recogidos en el PER 2011-2020 quedan de momento en segundo plano, por la promulgación del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, debido principalmente a la situación de crisis económica que España atraviesa.
- En particular para la biomasa, el PER 2011-2020 prevé un aumento de la potencia térmica renovable (biomasa sólida, residuos sólidos urbanos y biogás) de 383 MW en 10 años (38,3 MW/año), cuando el PER 2005-2010 partía en el año 2004 con 451 MW y el objetivo marcado hasta 2010 era de 1.567 MW, lo que supone un aumento de 1.116 MW en 5 años (223,2 MW/año). Este hecho constituye un desistimiento importante en la apuesta por la biomasa para la generación eléctrica previo a la suspensión de los procedimientos de preasignación de renovables.

Parece pues que queda mucho por hacer en el marco normativo español, para que la biomasa pueda consolidarse como alternativa a otras fuentes de energía predominantes como los combustibles fósiles. Y para ello, es necesario que los

legisladores valoren no solo los costes económicos, sino también los costes medioambientales y la repercusión a largo plazo de la contaminación en todas sus formas. Con ello coinciden la mayor parte de los encuestados profesionales del sector de la biomasa en un estudio llevado por el autor de esta tesis y otros [41].

## Capítulo 2 LOGÍSTICA DE LA BIOMASA

### 2.1. MANIPULACIÓN DE LA BIOMASA

#### 2.1.1. INTRODUCCIÓN

Los líquidos y los gases son relativamente fáciles de manipular , ya que toman la forma de los recipientes que los contiene fluyen por gravedad y son más pesados que el aire. Por estas razones, el almacenaje, el manipulado, y la alimentación de gases o líquidos a los equipos no supone mayor problema.

Por otro lado, los sólidos pueden soportar esfuerzos de cortadura y no fluyen libremente. Esto es un problema cuando son almacenados en recipientes cónicos y están lejos del fondo.

Debido a que no se deforman con los esfuerzos, pueden formar un puente sobre el cono y dejar de caer en la alimentación prevista.

La biomasa es particularmente problemática a este respecto, debido a su naturaleza fibrosa y formas no esféricas. El diseño de la alimentación de biomasa en las plantas de conversión energética es un apartado muy importante, y cuando no está bien diseñado es motivo de parada de operación por mal funcionamiento del sistema de abastecimiento.

En este apartado se tratará la manipulación y preparación de combustibles sólidos, que son los que presentan una mayor problemática. La manipulación y preparación de la biomasa es común tanto para plantas de combustión directa como para plantas de gasificación, salvo algunas especificaciones que serán matizadas puntualmente.

## 2.1.2. CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO ENERGÉTICO DE SISTEMA DE BIOMASA

Una planta típica de conversión energética de biomasa comprende el cultivo si lo hubiere, la recolección, el transporte, el almacenamiento, la alimentación y la transformación energética. Posteriormente continúa con el transporte de la energía generada a su punto de consumo.

Se tratará en este apartado lo referente al manipulado de la biomasa desde su recogida hasta la alimentación al sistema de transformación energética. La fase de cultivo queda fuera del alcance de este estudio.

El combustible biomásico puede provenir de las siguientes fuentes:

- Cultivos energéticos o forestales.
- Residuos lignocelulósicos que provengan de bosques, agricultura, madera u otras industrias.
- Carbohidratos como grasas, aceites y otros residuos.

Los métodos de recolección de la biomasa varían dependiendo del tipo de combustible y de su origen. Los residuos forestales es un tipo de combustible biomásico típico en plantas de conversión energética. Estos son recogidos por varios equipos y transportados a las plantas con camiones especiales (o trenes en algunos casos). Allí, la biomasa es recibida, y temporalmente almacenada; así mismo es pretratada si es necesario. Algunas veces el propietario de la planta adquiere biomasa ya tratada para evitar estos pretratamientos y sus instalaciones correspondientes. La biomasa es ubicada en depósitos de almacenaje localizados en línea con la alimentación del proceso.

La biomasa contiene normalmente una pequeña cantidad de cenizas, pero está frecuentemente mezclada con otros materiales no deseables. Estos materiales requieren un complejo sistema de separación, para ser eliminados del combustible principal.

Los bosques y la agricultura son las dos principales fuentes de biomasa. En la explotación de los bosques, grandes árboles son talados, cortados en troncos más pequeños y transportados al mercado. El proceso de talado de árboles implica eliminar las ramas, retirar cortezas, generación de astillas y serrines, por lo que se generan una gran cantidad de residuos de la madera. La operación completa incluye el desmenuzar la madera en astillas para que sea aprovechada posteriormente en la producción de combustibles como por ejemplo en forma de pellets.

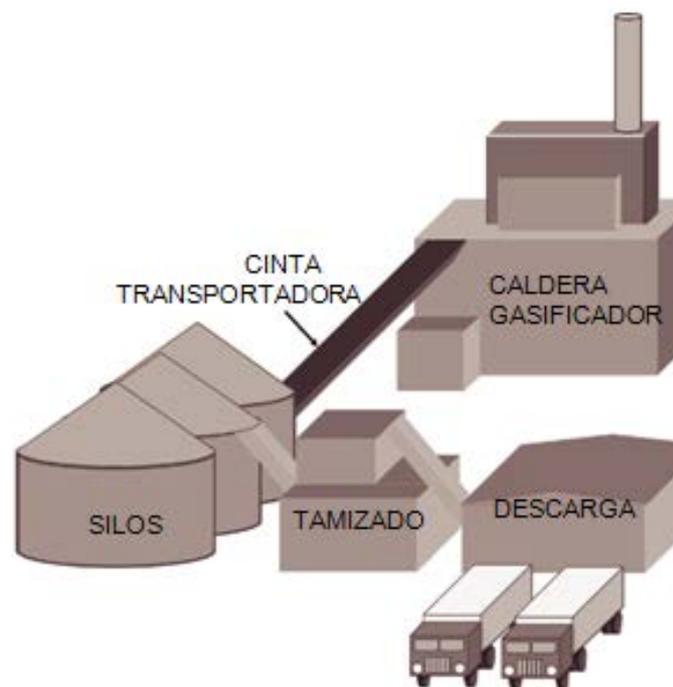
### 2.1.3. SISTEMA DE MANIPULACIÓN DE LA BIOMASA

Una planta de conversión energética de biomasa comprende un gran número de unidades de proceso entre los cuales la manipulación del combustible es una parte muy importante. El sistema de manipulado de las cenizas no es una parte muy importante en los sistemas de gasificación, pero si que deben de ser más tenidos en cuenta en los sistemas de combustión directa. Tampoco se suelen producir grandes cantidades de catalizadores agotados o sorbentes saturados en este tipo de sistemas.

Por lo tanto, el transporte, la preparación de la alimentación, y la propia alimentación son las partes más importantes en la manipulación de la biomasa, previo a su proceso de conversión energética principal.

El sistema de manipulado de la biomasa puede estructurarse en las siguientes etapas:

- Recepción
- Almacenaje y selección/cribado del combustible
- Preparación del combustible
- Transporte
- Alimentación



*Figura 10. Esquema sistema típico de manipulación de biomasa [44]*

En el diseño de un sistema de manipulado de biomasa, el transporte, el sellado (en la gasificación) y la inyección del combustible deben ser considerados con especial atención. El transporte debe hacerse con suavidad desde el almacenaje temporal hasta la línea de alimentación. En los sistemas de gasificación, la línea de alimentación debe de estar sellada para mantener la presión y la temperatura de operación adecuadas. Después el fuel es inyectado

en los hornos, calderas o gasificadores. Muy importante es el control del flujo másico de combustible que se introduce.

En las siguientes subsecciones se detallan cada una de las distintas etapas de un sistema de manipulación de biomasa. Recordar que este apartado se centra en biomasa sólida.

### 2.1.3.1. Recepción

La biomasa es transportada a la planta principalmente por camiones, o en algunas ocasiones por trenes. Para grandes cantidades de biomasa, la descarga de camiones o vagones es una tarea compleja. La descarga manual puede ser agotador y antieconómico excepto en plantas muy pequeñas. Esto es por lo que en las grandes plantas se utilizan camiones basculantes, camiones con brazos hidráulicos de descarga de contenedor, vagones de descarga inferior u otros adaptados.

Como se puede ver en la Figura 11, el camión se ubica sobre la plataforma hidráulica, y ésta procedería a la descarga de la biomasa mediante elevación hidráulica.

La descarga inferior de los vagones, utilizada cuando el transporte por ferrocarril es posible, permite descargar la biomasa en unos depósitos por debajo de la cota de planta. Otra alternativa, son los vagones que se abren por la parte superior y que pueden girar 180 ° para descargar sobre su parte inferior. Las capacidades de estos camiones y vagones dependerán de la frecuencia de transporte necesaria, cantidad de combustible a transportar...



*Figura 11. Descarga de contenedor de biomasa en plataforma hidráulica [44]*

### **2.1.3.2. Almacenaje**

El primer propósito del almacenaje es mantener la biomasa en buenas condiciones y en una posición adecuada para que fácilmente pueda ser transferida a la siguiente etapa de operación, como secado o alimentación del elemento conversor, como caldera o gasificador. La biomasa almacenada debe ser protegida de la lluvia, la nieve o la infiltración de aguas subterráneas.

Una vez descargada, la biomasa es conducida por cintas transportadoras hacia el patio de almacenaje, donde es almacenada de acuerdo a los patrones establecidos, dependiendo del tipo de biomasa que se trate. Si la biomasa es de

distintos tipos y va a ser mezclada antes de su uso, las pilas o montones son dispuestas de tal modo que pueda llevarse a cabo la mezcla de forma óptima. Debido a las grandes cantidades de biomasa que se manejan, el almacenaje todo en interior podría no ser rentable. El almacenaje a cielo abierto es más común, aunque puede provocar aumento de la humedad por nieve o lluvia, y producir contaminación por partículas. El almacenaje puede ser pues de dos tipos: sobre suelo, para grandes cantidades de biomasa, o en silos o depósitos cerrados.

El proceso general de un sistema de manipulado de biomasa, consiste en las siguientes fases:

3. Un camión descarga la biomasa en la zona prevista para ello.
4. Cintas transportadoras la conducen hacia la zona de cribado, separación o tamizado.
5. Eliminados las sustancias no deseadas, la biomasa es astillada o descompuesto hasta el tamaño de partícula requerido en el proceso, así como tamizado para separar los distintos tamaños.
6. Se transporta para su almacenaje en los silos.
7. Desde estos, se conduce normalmente por cintas transportadoras, hacia la alimentación del sistema conversor, bien combustor directo o gasificador.

### **SISTEMA DE ALMACENAJE DE BIOMASA CON DEPÓSITOS ENTERRADOS**

El sistema de almacenaje con depósitos enterrados es muy conveniente y rentable desde el punto de vista de la descarga, así como de la protección de los agentes medioambientales. Sin embargo, debido a que necesita una buena alimentación y drenajes por seguridad y protección medioambiental, el coste de inversión es mayor que un almacenaje sobre terreno. El carácter higroscópico de la biomasa es un tema a tener en cuenta, ya que esta tiende a

absorber humedad incluso en almacenajes en interior. Es más, largos almacenajes pueden causar cambios físicos y químicos en la biomasa que podrían modificar sus propiedades como combustible. Por estas razones, es deseable mover o voltear la biomasa de vez en cuando. Una forma de hacer esto es hacer fluir la biomasa en un flujo mayor y retornar los excedentes al punto de almacenaje.



*Figura 12. Sistema de cintas transportadoras de alimentación de caldera de combustión directa.*

La alimentación de los combustores o gasificadores requiere de un diseño cuidado, ya que interrupciones o retrasos pueden tener efectos muy perjudiciales sobre la operación. Normalmente, es deseable coger la biomasa del fondo de la pila o montón, de modo que se cumpla que salga el combustible que primero entró.

Las propiedades de la biomasa determinan la facilidad con la que es manipulada. A continuación se exponen algunos de los métodos para cargar la biomasa para incorporarla hacia la línea de alimentación:

- Alimentación por gravedad
- Tornillo sinfín
- Cinta transportadora
- Soplante neumática
- Bombeo
- Cinta transportadora de cangilones
- Carga frontal con pala
- Cucharas bivalvas de carga a granel

Como se citaba anteriormente, en algunas plantas de gran tamaño el almacenaje sobre suelo es la única opción, debido a que el almacenaje en interior no es económico. La biomasa debe de ser distribuida en pilas o montones de forma que permita tanto su carga como descarga de forma adecuada. Además es necesario asegurar el principio “primero en entrar, primero en salir”, para que el tiempo medio de residencia de la biomasa almacenada sea uniforme. En algunos casos, una reserva de emergencia o estratégica es mantenida separada del resto. Esto es un almacenaje de largo plazo por una consideración especial.

Una buena ventilación es importante en el diseño del almacenaje, ya que la biomasa absorbe humedad. Una correcta ventilación previene la condensación de la humedad y la formación de mohos que pueden ser riesgos para la salud. También previene el compostaje (formación de metano), el cual no solo reduce la energía de la biomasa, sino motiva riesgo de incendio. Debido a que las pilas altas son difíciles de ventilar, el máximo de altura de una pila de astillas de

madera no debería superar los 8-10 metros (Biomass Energy Centre, 2009; [45]).

## SILOS Y DEPÓSITOS PARA EL ALMACENAJE DE LA BIOMASA

El almacenamiento inadecuado no solo hace la carga posterior difícil, sino que también puede afectar a la calidad de la biomasa. La carga desde el recipiente de almacenamiento posterior a su almacenamiento es también un punto importante del diseño.

Los bunkers, depósitos y silos proporcionan un almacenaje temporal en un ambiente protegido. Los bunkers son depósitos de gran tamaño que no están necesariamente enterrados. Los silos pueden ser de gran diámetro (4-10 m) y de gran altura, lo cual es adecuado para almacenar biomasa en grano [44].

## DISEÑO DE LA TOLVA DE CARGA

Las tolvas facilitan el flujo de la biomasa desde los almacenamientos temporales como los bunkers o silos. Puntos importantes a tener en cuenta en su diseño son:

- Tipo de flujo de los sólidos
- Angulo de inclinación de la descarga
- Tamaño de la boca de descarga

El flujo de embudo es caracterizado por una zona anular de sólidos estáticos y un núcleo en movimiento en el centro. En este caso, los sólidos fluyen principalmente por el centro de la tolva. Los sólidos en la periferia se mantienen estáticos o fluyen lentamente. Las partículas finas tienden a fluir hacia el centro, mientras que otras más gruesas tienden a quedarse en el

espacio anular. Las partículas de la parte superior suelen caer las primeras, así que no cumplen con el principio de “primero en entrar, primero en salir”.

El flujo másico es el preferido porque los sólidos fluyen a través de toda la sección de la tolva. Aunque puede haber diferencia en la velocidad, ello permite un flujo ininterrumpido y consistente con muy poca segregación radial, cumpliendo con el principio de “primero en entrar, primero en salir”. Sin embargo, debido al flujo pistón que tiene lugar, la altura de la tolva tiene que ser mayor que en un flujo de embudo. Cuanto más inclinado sea el ángulo de la tolva, más probabilidad de que se dé flujo másico en ella.

Algunos problemas típicos de operación en las tolvas son [44]:

- Agujeros de rata o corrientes preferenciales. La formación de canales de flujo estable (ratholes) ocurre en un silo cuando se produce el flujo en un canal ubicado sobre la descarga. Si el material que está siendo manejado tiene suficiente resistencia cohesiva, el material estancado fuera de este canal no fluirá hacia su interior. Una vez que el canal de flujo se ha vaciado, el flujo del silo se detiene [46].
- Flujo de embudo.
- Formación de arcos: Los arcos ocurren cuando una obstrucción en la forma de un arco o puente se forma sobre la boquilla de descarga de un silo y previene la descarga futura. Puede ser un arco por trabamiento, en donde las partículas mecánicamente se traban entre sí, o un arco cohesivo. Un arco por trabamiento ocurre cuando las partículas son grandes en comparación con el tamaño de la boquilla de descarga de la tolva. Un arco cohesivo ocurre cuando se forman lazos de partícula-a-partícula, permitiendo a las partículas del material adherirse entre sí y formar la obstrucción [46].

- Flushing o flujo incontrolado de partículas muy finas, lo cual no suele ser habitual en biomasa.
- Flujo insuficiente y vaciado incompleto.
- Caking, o formación de tortas o costras.

Para lograr el flujo másico, se deben dar las siguientes condiciones:

- La pared de la tolva debe ser lo suficientemente lisa y pulida (sin rugosidad que provoque fricción).
- Suficiente inclinación ángulo de descarga.
- Tamaño de la boca de descarga suficiente para evitar formación de arcos y para que pueda salir el flujo másico necesario.

### 2.1.3.3. Preparación de la biomasa

La biomasa recibida directamente desde su origen es posible que deba ser preparada para su posterior alimentación por las siguientes razones:

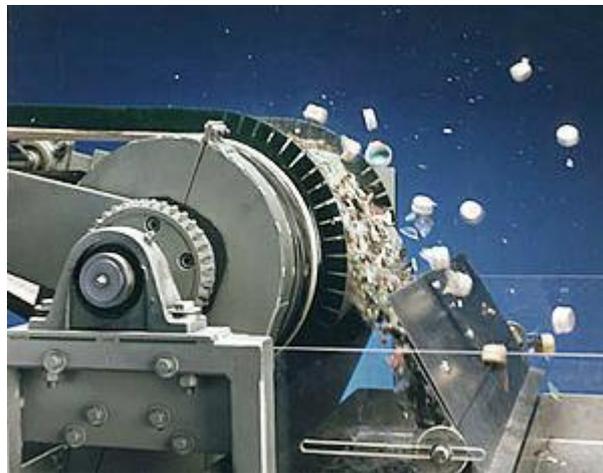
- Presencia de sólidos extraños (ej. rocas, piedras y metales). Atascan alimentadores, forman arcos en los silos, influyen negativamente en operación de combustión o gasificación...
- Nivel de humedad elevado
- Biomasa demasiado grande

Esto afecta tanto a la alimentación como al proceso posterior. Es por ello que se toman las siguientes medidas:

- Eliminación de sólidos extraños.
  - Separador de piedras (De-stoner). Separa de la biomasa vidrio, piedras y metales. Separadores típicos usan vibración junto flujo

de aire para estratificar materiales pesados de acuerdo con su peso específico.

- Separador de metales no férricos. La separación de materiales no férricos como el aluminio siempre ha sido una dificultad añadida. Una solución es un separador de corriente en torbellino Eddy, esencialmente un rotor con bloques magnéticos. Los rotores son girados a altas velocidades (más de 3000 rpm) para generar una corriente de torbellino, la cual reacciona con los diferentes metales de acuerdo a su peso específico y su resistencia a crear una fuerza de repulsión en las partículas cargadas. Si un metal es ligero y conductor, como el aluminio, es fácil hacerlo levitar y sacarlo del flujo normal, haciendo la separación posible. La separación del acero inoxidable es también posible dependiendo de su composición.



*Figura 13. Separador de corriente Eddy de metales no férricos.*

- Separadores magnéticos de metales. El uso de potentes imanes para separar hierro y otros metales magnéticos es un procedimiento estándar en muchas plantas. Los imanes son colocados en distintos lugares a lo largo de la línea de alimentación. Ellos son normalmente instalados

sobre la cinta transportadora para atraer a los metales magnéticos, descargándolos después fuera.

## REDUCTORES DE TAMAÑO

La biomasa que proviene de distintas fuentes contiene sólidos de diferentes tamaños. La biomasa leñosa puede ser clasificada en origen o en la propia planta. Una clasificación de tamaños de partículas de madera podría ser la siguiente:

- Trozos: 250-50 mm
- Astillas: 50-5 mm
- Molido: < 80 mm
- Pulverizado: < 0,1 mm

Diferentes equipos son necesarios para conseguir biomásas de distintos tamaños, según el tipo de combustible que se trate. Un ejemplo para madera, es un troceador con múltiples hojas de corte. Otro es un troceador en espiral con un cúter helicoidal montado en un eje. El consumo energético de los troceadores es relativamente bajo.

Los astilladores son usados para romper la madera en piezas más pequeñas. Astilladores de discos y tambor son dos de los tipos más comunes.

Las máquinas de reducción de tamaño de biomasa, consumen energía en función de la reducción de tamaño que llevan a cabo. Consumos típicos van del 1 al 3% de la energía que contiene la biomasa.

Cuando el molido es necesario, se utilizan molinos de martillo. Los combustores o gasificadores no necesitan que la biomasa sea tan pequeña. Sin embargo, co-combustión con carbón pulverizado y gasificadores de lecho arrastrado, requieren que las partículas de combustible sean muy pequeñas [44].

## CLASIFICADORES DE TAMAÑO

Las partículas grandes de combustible causan más problemas en las plantas de biomasa. Estas atascan cintas transportadoras, depósitos y otros componentes.

A veces se utilizan previamente cribas en la alimentación para clasificar el combustible, antes de su entrada en la línea de alimentación.

## SECADO

La biomasa recién cortada contiene hasta un 40-60% de humedad superficial, pero tanto para combustión como para gasificación, se requieren humedades del 10 a 20%. No es posible reducir la humedad de la biomasa a menos de un 10-15% de humedad, ya que además, por su carácter higroscópico, si se intentara, la recuperaría con el equilibrio de la humedad atmosférica. Sólo con la torrefacción se consigue que la biomasa pare de absorber humedad.

La humedad de la biomasa debe ser reducida antes de su uso porque esta representa un importante consumo de energía en vaporizar el agua que contiene.

El almacenamiento exterior no suele ser adecuado por la lluvia y la nieve, pero la lluvia puede tener efectos beneficiosos sobre alguna biomasa herbácea, como la paja, ya que tiene elementos corrosivos como el potasio y el cloro que son solubles y con la lluvia disminuyen su concentración.

Se pueden considerar tres tipos de humedad que interfieren con la biomasa:

- Humedad superficial.
- Humedad química.
- Humedad del aire o del vapor que puede entrar en contacto con la biomasa

Mientras la humedad química o inherente no puede ser eliminada, es posible reducir la humedad superficial por secado, usando el calor sensible del gas producido en gasificadores o los gases de escape en los combustores.

La temperatura del gas caliente utilizado para el secado de la biomasa es un parámetro crítico de diseño. Generalmente, está en el rango de 50 a 60 °C. Si está mucho más caliente, puede calentar la biomasa por encima de los 100 °C, y puede generar pirolisis en la parte superficial de la biomasa, antes de que el calor alcance el interior [44]. Además de contribuir a una pérdida de energía, este gas caliente puede causar liberación de componentes volátiles orgánicos de la biomasa que son potencialmente peligrosos. Estos son detectados a través de una “neblina azul” en los gases de escape. La presencia de oxígeno en exceso en el secador puede también permitir la ignición del polvo del combustible en el secador, resultando en una posible explosión. Por lo tanto, la concentración de oxígeno en el secador debería mantenerse por debajo del 10% para evitar riesgos.

#### 2.1.3.4. Cintas transportadoras

La cinta transportadora es la más común y tal vez el medio de mayor confianza para el transporte de la biomasa. Permite instalar separadores magnéticos de metales en la parte superior y otros aparatos para eliminar sólidos de mayor tamaño mientras la biomasa se transporta sobre la cinta.

### 2.1.3.5. Alimentación

La alimentación es el último paso en la línea de manipulado de la biomasa. Existen muchos tipos de alimentadores en función del tipo de biomasa y otros parámetros.

## 2.1.4. ALIMENTADORES DE BIOMASA

Basados en los tipos de biomasa, los alimentadores pueden ser divididos en dos grupos:

- Biomasa que permite empacado (paja, césped, hierbas...), con grandes cantidades de humedad.
- Biomasa que no permite empacado, como astillas de madera, cascara de arroz, cortezas, cascaras, restos de poda...

### 2.1.4.1. Sistema de alimentación para combustibles empacados

La biomasa empacada, como la paja y el heno, son comprimidos en pacas o balas en el campo, y normalmente estas son dejadas en el campo para que se sequen.

Las balas pueden ser circulares o rectangulares, y además de distintos tamaños. En el norte de Europa son habituales las balas circulares, y en España existen de

diferentes modalidades. En España antiguamente era habitual la paca rectangular pequeña, y ahora su uso está casi extinguido.

Las balas facilitan el transporte y la manipulación. A veces, son usadas grúas para cargar las balas en un cierto ratio en función del flujo másico necesario. Las balas suelen ser transportadas dentro de la planta mediante cintas transportadoras.

Las balas enteras alimentan una trituradora y una cortadora que deja la paja en el tamaño necesario para que la combustión o gasificación se lleve a cabo con éxito. En el último tramo, la paja cortada es introducida en el combustor o gasificador por medio de diferentes tipos de alimentadores:

- Alimentador de ariete, que empuja la paja al interior del horno o gasificador.
- Alimentador de tornillo sinfín, el cual introduce la paja hacia el interior a través de un túnel refrigerado con agua.

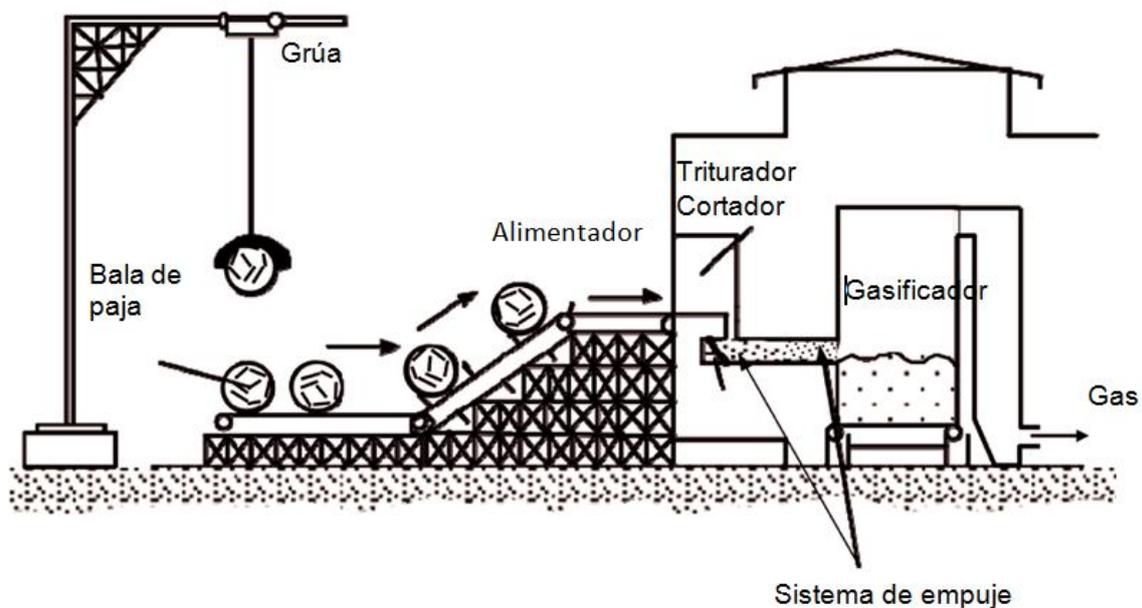


Figura 14. Esquema alimentación de balas de paja planta de gasificación

[44].

### 2.1.4.2. Sistema de alimentación para combustibles no empacados

La madera y los residuos derivados de la industria agroalimentaria son generalmente granulares en forma. Las astillas de madera y las cortezas podrían no ser del tamaño adecuado cuando llegan a la planta de biomasa, por lo que podría ser necesaria su trituración. Sin embargo, combustibles como la cáscara de arroz y granos de café son de un tamaño granular fijo y no necesitan trituración adicional. La cascara de arroz, usada ampliamente como biomasa, es de un tamaño de 2-10x1-3 mm. Tal como viene, puede ser alimentada directamente, pero puede ser fácilmente arrastrada en un lecho fluidizado. Por esta razón, suele convertirse en pellets antes de su uso.

Los alimentadores para combustibles no empacados son similares a los utilizados con el carbón. Los alimentadores de velocidad regulada cogen el combustible del silo y lo depositan en cantidades determinadas en las cintas transportadoras. Cada cinta lleva el combustible hacia el combustor o gasificador y lo inyecta al interior, bien con boquillas con aire o bien con tornillos sinfín.

### 2.1.4.3. Tipos de alimentadores

Los seis principales tipos de alimentadores para biomasa son:

1. Vertedero por gravedad
2. Tornillo sinfín

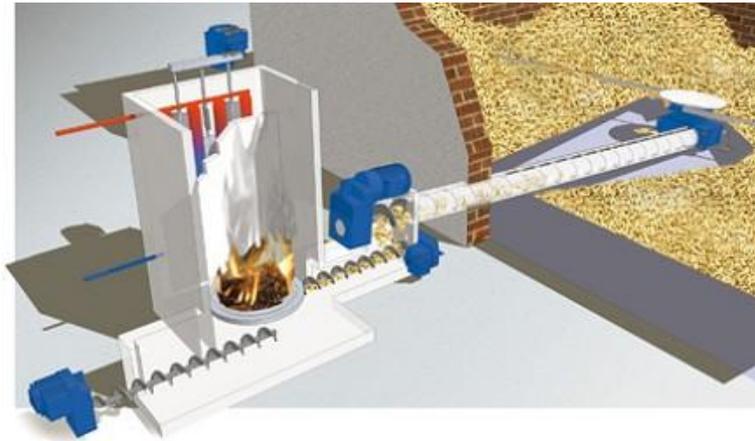


Figura 15. Alimentador de tornillo sinfín.

3. Inyección neumática
4. Extendedor rotatorio
5. Alimentador de agujero móvil

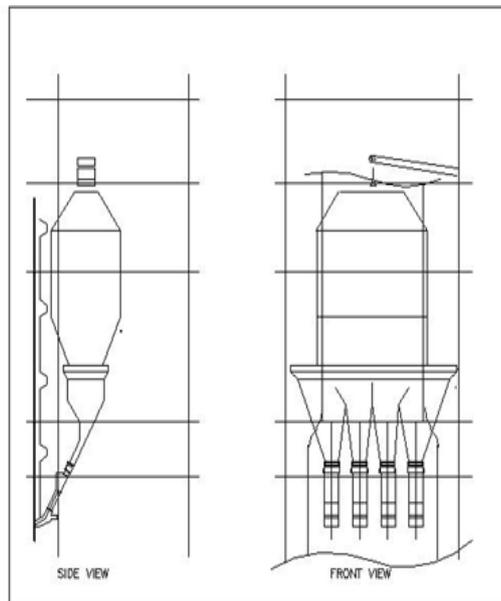


Figura 16. Alimentador de agujero móvil [44]

6. Alimentador de cinta transportadora

Estos son también clasificados como alimentadores de tracción, no tracción y otros. En los de tracción, hay un movimiento lineal de la superficie que porta el

combustible, como por ejemplo en los de cinta transportadora, los del agujero móvil o los de cadena arrastrada. En los alimentadores de no tracción, el movimiento es rotatorio y los tornillos sinfín y los extendedores rotatorios pertenecen a este grupo. Los alimentadores oscilatorios son los vibratorios o empujadores de ariete. Otros tipos de empujadores mueven el combustible por gravedad o por aire presurizado.

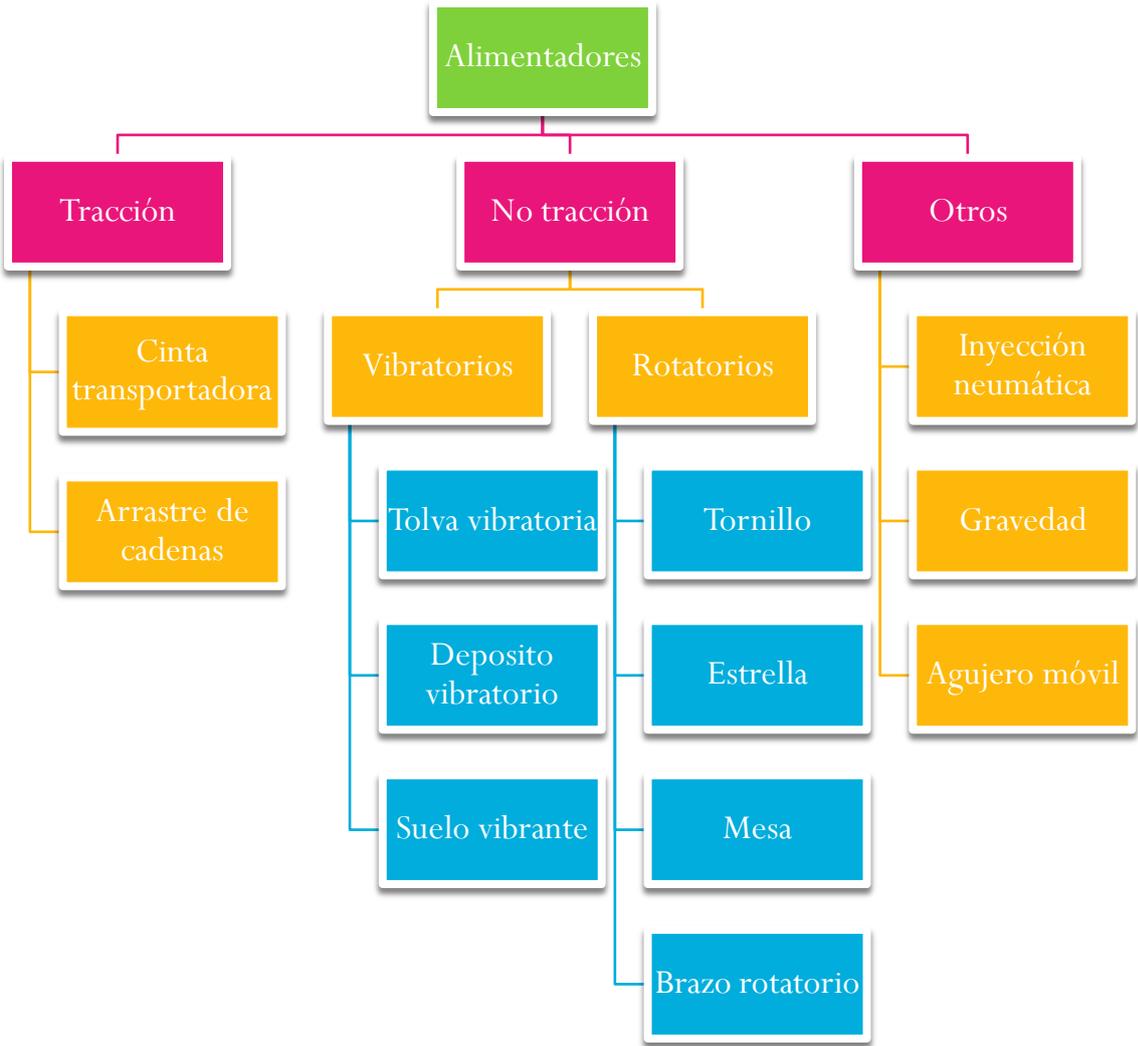
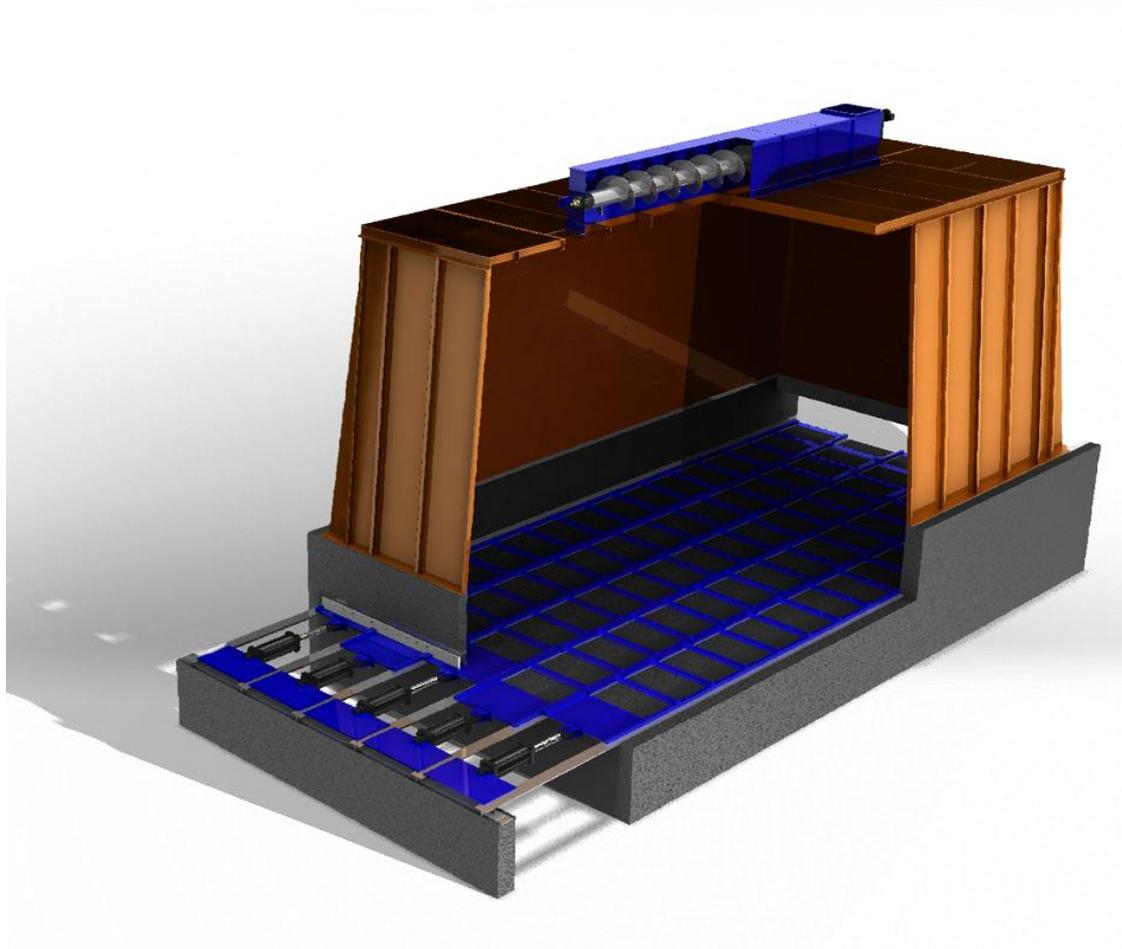


Figura 17. Tipos de alimentadores según ejercen tracción, no tracción u otros.

A pesar de que las excelentes capacidades de mezcla de un lecho fluidizado, normalmente se crea una zona rica en combustible cerca de la salida del

vertido de alimentación el cual el objeto de corrosión severa. Si el combustible no es bien dispersado en la zona de alimentación gravitatoria, la mayor parte de la materia volátil es liberada cerca del punto de alimentación, la cual crea un ambiente reductor. Para evitar este problema, el vertido puede ser extendido en el horno. Sin embargo, la extensión necesita aislamiento y refrigeración para evitar la prematura devolatilización del combustible. Adicionalmente, un aumento de presión podría hacer volver a las partículas de combustible hacia el punto de vertido, creando con ellos condiciones para un ambiente corrosivo. Con un chorro de aire se podría ayudar a dispersar las partículas fuera de la zona rica en combustible.



*Figura 18. Alimentador de empujadores de ariete de [47]*

## 2.2. ANÁLISIS DEL COSTE ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL DE LA LOGÍSTICA DE LA BIOMASA

### 2.2.1. INTRODUCCIÓN

La biomasa presenta una diversidad tal que todo combustible biomásico requiere una atención especial en el diseño de las plantas, incluso en el proceso de recogida y transporte, donde como se puede ver en la siguiente figura, las densidad energética de la biomasa en relación a los combustibles fósiles hacen que el volumen de transporte necesario sea mucho mayor, y con ello los costes y las emisiones de CO<sub>2</sub> que se derivan.



Figura 19. Esquema de transporte de distintos tipos de combustible de distintas densidades energéticas [48].

En este capítulo se tratará la problemática de la logística de la biomasa, centrada principalmente en el transporte. Distancias óptimas de la biomasa a la planta, emisiones de CO<sub>2</sub> en relación al CO<sub>2</sub> evitado y costes del transporte serán temas de discusión tratados.

## 2.2.2. ANTECEDENTES

En la evaluación de la logística de biomasa, deben ser considerados varios aspectos:

- La energía primaria utilizada en las etapas de recolección y transporte.
- Las distancias óptimas de recogida de biomasa de las plantas.
- Costes Logísticos.
- Las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la fase logística.
- La extensión de superficies necesaria donde la biomasa debe ser recogida.

### 2.2.2.1. ENERGÍA PRIMARIA CONSUMIDA EN LAS FASES DE RECOGIDA Y TRANSPORTE

Cuando la biomasa llega a puertas de las centrales de generación eléctrica se debe realizar una disminución de la cuantía de su energía primaria debido al consumo energético en las fases de recogida, preparación y transporte [49].

La energía primaria de la biomasa merma entre un 4-7% en las fases de recogida y transporte; entre un 2-4% si está peletizada [50].

En la siguiente tabla se expone la energía primaria consumida en las principales operaciones de preparación, así como en los distintos medios de transporte, según varios autores.

<b>Actividad</b>	<b>Forma de Energía</b>	<b>Energía primaria utilizada</b>
Empacado (Andersson and Nordén, 2000)	Diésel	12 l/h
Recargado (Byhlin, 2005, pers comm.)	Diésel	9.5 l/h
Astillado en campo	Diésel	9.5 l/h
Transporte		
Camión (Natural resources Canada, 2007)	Diésel	0.4 l/vehículo km
Tren (Carlsson-Kanyama and Faist, 2000)	Electricidad	0.075 kWh/t km
Barco (Carlsson-Kanyama and Faist, 2000)	Combustible	0.056 kWh/t km
Carga/descarga (Natural Resources Canada, 2007)	Diésel	0.024 l/h
Astillado en terminal (Andersson and Nordén, 2000)	Diésel	50 l/G <sub>15</sub> -hora
Astillado en planta (Andersson and Nordén, 2000)	Diésel	50 l/G <sub>15</sub> -hora
Peletizado (Forsberg, 1999)	Electricidad	29 kWh/MWh
	Diésel	72 kWh/MWh

*Tabla 8 Energía primaria consumida en los distintos medios de preparación y transporte de biomasa [50]*

Tolosana et al, al estudiar "Tres métodos de cosecha de la biomasa forestal residual en plantaciones de álamo híbrido españolas", llegaron a la conclusión de que el método basado en dos astilladoras potentes montadas en autocargadores forestales y complementados con tractores de alta capacidad con remolques especializados y grandes camiones de plataforma móvil, era el más productivo, pero por los altos costes de reubicación solo era interesante para las grandes plantaciones [51].

Por esto, se incidía en la importancia de que los costes de inversión en los equipos necesarios para la recogida y astillado se relacionaran con la cantidad de biomasa a procesar. Encontraron otros sistemas más adecuados para cantidades de biomasa inferiores, principalmente por los costes de inversión de los equipos [51].

Aunque se constata que el transporte de biomasa en grandes distancias puede ser factible en términos económicos y medioambientales, el consumo de energía primaria, los costes y las emisiones de CO<sub>2</sub> son inferiores en el ámbito local [50]. Sin embargo, deben ser tenidos en cuenta factores de economía de escala en el transporte, sobre todo en el transporte en barcos.

#### 2.2.2.2. DISTANCIAS ÓPTIMAS DE RECOGIDA DE BIOMASA EN RELACIÓN A LA PLANTA Y COSTES LOGÍSTICOS

Sala et al. citan una distancia de 50 km como la máxima en la que debe recogerse la biomasa en torno a una planta de generación eléctrica de biomasa [1]. Loannis et al. hablan de 20-30 km para plantas de pequeña escala, de unos 2 MWe [52-56]. Krukanont et al [57], hablan de 35 km de distancia en su planteamiento de viabilidad de plantas de generación eléctrica con biomasa.

Segun Singh et al [58], el mejor modo de transporte de la biomasa suelta hasta 30 km distancia era tractor-remolque y más allá de 30 kilómetros era por camión.

Sin embargo, hay planteamientos que hablan de 100 km como distancia máxima para camiones y a partir de 100 km proponen transporte por tren [59, 60].

Sin embargo, Göran et al hablan de la necesidad de pensar en la biomasa de forma global, e iniciar un mercado de transporte de grandes cantidades de biomasa en largas distancias de hasta 1200 km, incidiendo en que las cargas medioambientales derivadas no son tan elevadas [61]. Los del transporte de la

biomasa en 1100 km, pueden estar en torno a los 21-28 €/MWh, disminuyendo hasta los 22-25 €/MWh si está peletizada [50].

Otro ejemplo, sería el estudiado por Hamelinck et al. [59], en el que expone que, para transportar biomasa en distintos formatos desde Escandinavia, Latinoamérica y Este de Europa a la Europa occidental, la vía más económica es el barco desde Latinoamérica (>10.000 km) y con la biomasa peletizada. El precio aproximado es de 55 €/ton seca, que podría abarataarse a 40 €/ton biomasa seca entregada, permitiendo producir el kWh de energía eléctrica a 0,035 €/kWh, compitiendo con fuerza con los combustibles fósiles.

Se observa también cómo las grandes diferencias entre Latinoamérica y Europa aparecen en el precio de la biomasa, siendo los precios de los procesos preparación y transporte muy similares.

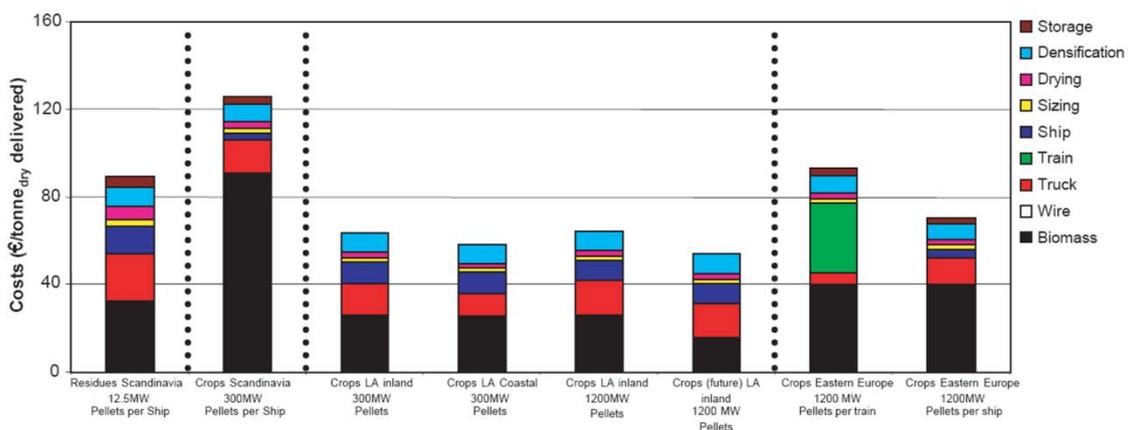
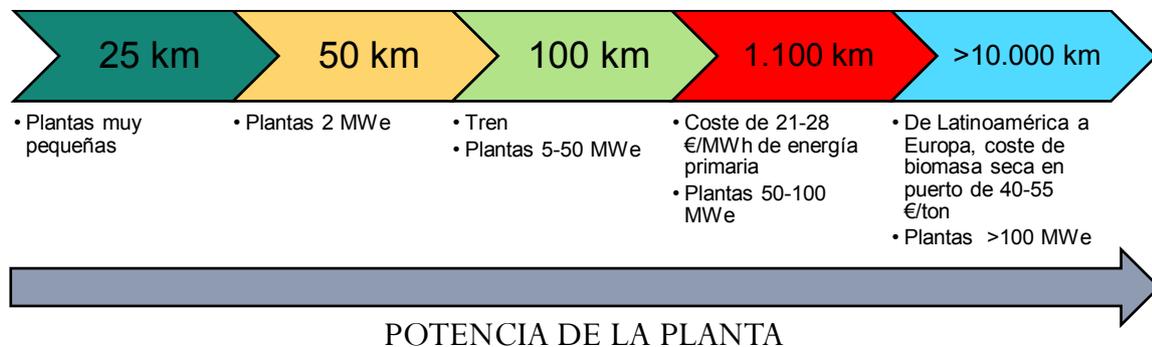


Figura 20. Costes de transporte de biomasa a Europa Occidental desde Escandinavia, Latinoamérica (LA) y Este de Europa según distintas potencias de energía primaria sobre pcs [59]

Conforme aumentan las potencias de las plantas de generación eléctrica mediante biomasa, es necesario recurrir a biomasa procedente de mayor distancia, lo que contribuye a un cambio en el diseño del sistema logístico, de

acuerdo a esta situación (fig. 3), en el que cambian los medios de transporte y la morfología de la biomasa transportada, principalmente.



*Figura 21. Relación de distancias medias de recogida de la biomasa con el aumento de potencia de planta*

Aproximadamente el 75% de los costes de carga, transporte y entrega en planta de la biomasa herbácea desde los puntos de almacenaje temporal hasta las plantas, corresponden a los costes de los camiones (en los transportes locales). Por lo tanto, para el envío de la biomasa a la planta se deberá disponer del número óptimo de camiones, de modo que la productividad de estos sea la adecuada para no tenerlos parados. Este último aspecto encarecería el precio de la biomasa entregada.

Ravula et al han hecho modelizaciones de la red de carga de la biomasa y de los movimientos de los camiones con objeto de reducir al máximo los costes de la logística de la biomasa [62].

Heungio et al analizan los costes de carga y descarga, manteniendo constantes los del transporte y buscando soluciones de empaquetamiento en grandes módulos, ya que los tiempos de carga y descarga se reducen mucho y con ello sus costes asociados [63].

Fan et al comparan varios sistemas de transporte de biomasa, según la forma de las balas y el medio de transporte:

(A) Balas redondas via tractor
(B) Balas rectangulares via tractor
(C) Balas redondas via tractor (en campo) y camión (carretera)
(D) Balas rectangulares via tractor y camión

*Tabla 9    Sistemas según forma de bala y medio de transporte analizados por Fan et al [64]*

Los resultados mostraron que la opción A era la más económica cuando la capacidad de almacenaje era inferior a 110.000 toneladas. Para capacidades de almacenamiento mayor, la opción D era la más rentable [64].



*Figura 22.    Módulo transportador de carga australiano de algodón desde el campo [63].*

Judd et al, no consideran económicamente viable la densificación de la biomasa para su transporte para distancias inferiores a 81 km [65].

En algunas ocasiones, según el tipo de biomasa a transportar, el problema es el carácter estacional de recogida de la misma y la incertidumbre sobre cuándo podrá ser transportada. Por eso, el tener organizada una red logística ante ciertas disponibilidades estacionales, puede llegar a encarecer el suministro si éste no ha sido bien diseñado [66].

### 2.2.2.3. EVALUACIÓN DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

Las fases de recogida o cosecha de la biomasa, ya sea en los cultivos energéticos, los residuos agrícolas, los residuos forestales o residuos industriales principalmente, requieren de una evaluación en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub> generadas, al igual que la posterior fase de transporte a cada una de las plantas de generación. Por lo general, estas emisiones son bajas en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> que se consiguen evitar con el empleo de la biomasa.

Algunos autores estiman que en las fases de recogida y preparación de los residuos forestales, se emite en torno a un 3% de CO<sub>2</sub> del que se absorbe por las plantaciones durante su crecimiento [67].

Normalmente, como unidades de emisiones de CO<sub>2</sub> en estas fases, se suele emplear los kg de CO<sub>2</sub> emitidos para suministrar un MWh de energía primaria en la puerta de planta de conversión, sea de la tecnología que sea. Según autores, se puede hablar de emisiones de suministro que van desde los 2,2 hasta los 20 kg de CO<sub>2</sub>/MWh [67]. Aunque se afirma que las emisiones

derivadas de la recolecta, astillado y transporte de residuos forestales puede estar en torno a los 4-7 kg CO<sub>2</sub>/MWh de biomasa [50], para transportes en el ámbito local. El máximo de emisiones señalado de 20 kg/MWht sería para una biomasa de poder calorífico inferior de 12.500 kJ/kg, siendo un porcentaje sobre el CO<sub>2</sub> evitado de un 5% aproximadamente.

Aunque las distancias habituales en logística de biomasa marcan que los puntos de recogida deberían estar a no más de 50 km de las plantas de conversión según algunos autores, otros afirman que la biomasa debe de ser convertida en objeto de mercado a grandes distancias, y exponen que para distancias del orden de 1200 km, para transportes en barcos, no hay grandes diferencias en hacer el transporte en balas, pellets o troncos en relación al transporte por vías de distribución eléctrica (transformada previamente en origen con biomasa), en cuanto a cargas medioambientales se refiere [61].

Como estos estudios han sido realizados para una planta de combustión de lecho fluidizado circulante de rendimiento 44%, los kg de CO<sub>2</sub> emitidos en relación a los MWh de energía primaria de biomasa llevada a la planta serán de 16,24 kg CO<sub>2</sub>/MWht para transporte con balas o de 10,08 kg CO<sub>2</sub>/MWht para transporte por red eléctrica, siendo del orden de los valores anteriormente expuestos.

En estas etapas hay que tener en cuenta que varios factores están relacionados con las emisiones de CO<sub>2</sub> [67]:

- Astillado de residuos forestales. Puede consumir entre 0,8 y 6,9 l/h de combustible, según el par que sea necesario para el proceso.
- Requerimientos de potencia de la astilladora. Depende del tipo de combustible, diámetro, humedad, tamaño final de astilla, temperatura ambiente, tipo de astilladora, su velocidad de giro... En el astillado de

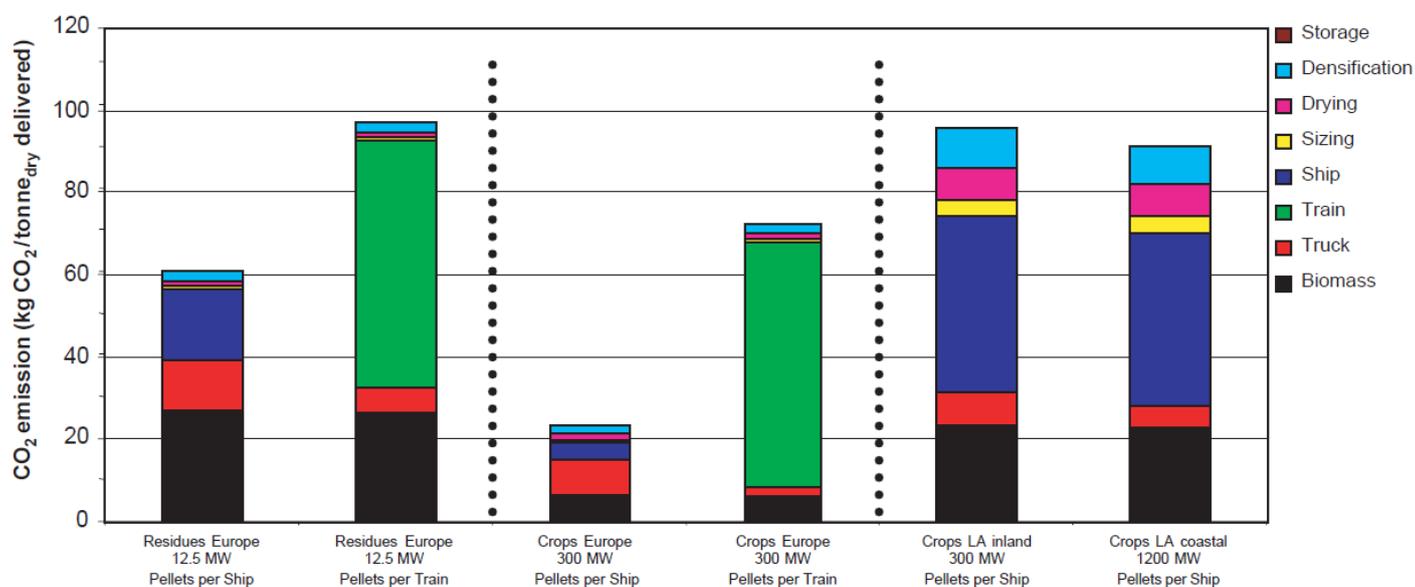
troncos, cuanto mayor es el diámetro del tronco, el grado de sequedad y el tamaño final de astilla, mayor será la potencia de la máquina.

- Productividad operacional. Es el tiempo necesario para recoger 1 m<sup>3</sup> de biomasa.
- Emisiones de CO<sub>2</sub> por litro de combustible fósil. Por ejemplo, para el diésel son de 2,6 a 3 kg/l, considerando que el petróleo tiene que ser extraído, refinado, transportado y distribuido.

Algunos estudios matizan que en el astillado de la madera forestal, el diámetro del tronco tiene gran influencia en las emisiones de CO<sub>2</sub> que se producen en el astillado. Troncos de 4 cm de diámetro generan 6,53 kg CO<sub>2</sub>/MWh, y troncos de 16 cm, 9.91 kg CO<sub>2</sub>, en los procesos de astillado, principalmente debido a la mayor productividad de la máquina con troncos de mayor tamaño.

En otros estudios se ofrecen valores de emisiones de CO<sub>2</sub> por tonelada de biomasa seca, matizando la diferencia en el caso de la madera, los troncos enteros o astillados, siendo en el primer caso las emisiones de 12,86 kg CO<sub>2</sub>/ton seca, y en el segundo de 14,50 kg CO<sub>2</sub>/ton seca. Calculando estos valores en MWht de energía primaria, considerado un poder calorífico inferior de 14.000 kJ/kg, resultan valores de 3,30 kg/MWht y de 3,73 kg/MWht respectivamente (inferiores a los citados anteriormente) [68].

Hamelinck [59], que estudia el transporte a una planta en Europa Occidental desde Escandinavia, Latinoamérica y Europa del Este, ofrece resultados en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub> que se pueden ver en el siguiente gráfico. Se observa como las emisiones de CO<sub>2</sub> más bajas son el transporte en barco desde Escandinavia para una potencia primaria de 300 MWt, con un valor de 22 kg CO<sub>2</sub>/ton biomasa seca.



*Figura 23. Grafico de emisiones de CO<sub>2</sub> por tonelada de biomasa seca entregada en Europa Occidental, con origen Europa del Este, Escandinavia por barco y Latinoamérica de residuos de biomasa y cultivos en distintas potencias primarias sobre pcs [59]*

#### 2.2.2.4. SUPERFICIES DE CULTIVO/ RECOGIDA DE LA BIOMASA

El estudio de las superficies de recogida que sean necesarias, en función de la densidad de energía de cada biomasa y su poder calorífico inferior es un factor clave en el diseño del sistema de logística de plantas de energía. Calculadas las áreas necesarias para la entrega de biomasa a una planta de energía, es necesario estudiar las superficies reales existentes en torno a la posible ubicación de la planta, y por lo tanto confirmar las distancias máximas de recogida de dichos combustibles.

### 2.2.3. CASO A ESTUDIO: PLANTAS DE 2 MWe

Este análisis se ha llevado a cabo con la logística de una biomasa leñosa, como es el sarmiento de la vid, de densidad baja de  $150 \text{ kg/m}^3$  y de un poder calorífico inferior de  $12.000 \text{ kJ/kg}$ , tampoco muy alto, para obtener unos resultados conservadores en cuanto costes y emisiones de  $\text{CO}_2$ .

Las siguientes hipótesis se han tenido en cuenta para la realización de este estudio:

- Planta de 2 MWe: planta convencional de combustión o gasificación.
- Distintos rendimientos hipotéticos de 18%, 22%, 27% y 32%: aun siendo los resultados previsibles, se consideran diferentes rendimientos de planta, dado el estado de las tecnologías de combustión y gasificación donde existen rendimientos muy variables en estos tamaños de planta.
- Se calculan las emisiones de  $\text{CO}_2$  en base a varias distancias promedio (considerando los viajes completos de ida y vuelta) desde 25, 50, 75 y 100 km.
- Se supone que la biomasa puede ser almacenada de forma temporal en lugares adyacentes a varias parcelas, y que el transporte puede llevarse a cabo de forma regular según las necesidades de la planta de generación eléctrica.

Existen modelos que simulan tácticas de cultivos energéticos de biomasa para que la producción sea regular de acuerdo a las necesidades de combustible [69] y tácticas logísticas, por ejemplo para la recogida óptima de la biomasa forestal [70, 71]. Un modelo GIS (Geographic Information System) puede generar ahorros logísticos del orden de un 5% a un 18% para una planta de biomasa de 100 MWe, según Yu et al [72].

### 2.2.3.1. Energía Primaria consumida en las fases de recogida/transporte y costes logísticos

Para el cálculo de la energía primaria consumida en la fase de logística se tuvo en cuenta que el operativo principal y los datos de inversión en los camiones de transporte se obtienen de la siguiente tabla, considerando una velocidad media de 65 km/h, y se ha previsto un camión para abastecer a la planta. El consumo de diésel es de 0,45 l/km y el precio de conductor es de 20 €/h, para adaptarlo al contexto español.

<b>Características de los camiones de transporte</b>	
Distancia máxima recogida (km)	100
Capacidad masa (kg)	25,000
Capacidad volumen (m <sup>3</sup> )	100
Velocidad media vacío (km/h)	75
Velocidad media cargado (km/h)	55
Velocidad media vacío-cargado (km/h)	65
Consumo medio (l/km)	0.45
Coste de compra (€)	120,000
Seguros/ mantenimiento (€/año)	10,000
Vida útil (año)	7
Duración turno conductor (h)	8
Coste horario conductor (€/h)	20

*Tabla 10 Parámetros característicos de camión de transporte de biomasa (Actualizado de [49])*

En la siguiente tabla, se presentan los resultados de cada uno de los casos estudiados, expresados en costes totales por año y en costes por tonelada.

COSTES	PLANTA 1	PLANTA 2	PLANTA 3	PLANTA 4
Coste de camión (€)	120000	120000	120000	120000
Promedio inversión hora Caso 1 (€/h)	28,7	35,0	43,0	50,9
Promedio inversión hora Caso 2 (€/h)	14,3	17,5	21,5	25,5
Promedio inversión hora Caso 3 (€/h)	9,6	11,7	14,3	17,0
Promedio inversión hora Caso 4 (€/h)	7,2	8,8	10,7	12,7
Coste de mantenimiento anual (€)	10000	10000	10000	10000
Promedio mantenimiento hora Caso 1 (€/h)	16,7	20,4	25,1	29,7
Promedio mantenimiento hora Caso 2 (€/h)	8,4	10,2	12,5	14,9
Promedio mantenimiento hora Caso 3 (€/h)	5,6	6,8	8,4	9,9
Promedio mantenimiento hora Caso 4 (€/h)	4,2	5,1	6,3	7,4
Nº horas necesarias para realizar Caso 1	598	490	399	337
Nº horas necesarias para realizar Caso 2	1197	979	798	673
Nº horas necesarias para realizar Caso 3	1795	1469	1197	1010
Nº horas necesarias para realizar Caso 4	2393	1958	1595	1346
Coste total por hora Caso 1 (€/h)	65	75	88	101
Coste total por hora Caso 2 (€/h)	43	48	54	60
Coste total por hora Caso 3 (€/h)	35	38	43	47
Coste total por hora Caso 4 (€/h)	31	34	37	40
Carga y descarga [59] (€/m <sup>3</sup> )	0,5	0,5	0,5	0,5
Coste total de carga y descarga año (€)	77778	63636	51852	43750
Precio gasoil (€/l)	1,2	1,2	1,2	1,2
Coste gasoil por año Caso 1 (€)	21000	17182	14000	11813
Coste gasoil por año Caso 2 (€)	42000	34364	28000	23625
Coste gasoil por año Caso 3 (€)	63000	51545	42000	35438
Coste gasoil por año Caso 4 (€)	84000	68727	56000	47250
<b>Coste total por año Caso 1 (€)</b>	<b>137886</b>	<b>117751</b>	<b>100972</b>	<b>89436</b>
<b>Coste total por año Caso 2 (€)</b>	<b>170852</b>	<b>144723</b>	<b>122949</b>	<b>107979</b>
<b>Coste total por año Caso 3 (€)</b>	<b>203818</b>	<b>171695</b>	<b>144926</b>	<b>126523</b>
<b>Coste total por año Caso 4 (€)</b>	<b>236784</b>	<b>198667</b>	<b>166904</b>	<b>145066</b>
Coste del transporte por tonelada de biomasa Caso 1 (€/ton)	5,91	6,17	6,49	6,81
Coste del transporte por tonelada de biomasa Caso 2 (€/ton)	7,32	7,58	7,90	8,23
Coste del transporte por tonelada de biomasa Caso 3 (€/ton)	8,74	8,99	9,32	9,64
Coste del transporte por tonelada de biomasa Caso 4 (€/ton)	10,15	10,41	10,73	11,05

*Tabla 11 Estudio de costes de transportes de camión para plantas de 2 MWe de distintos rendimientos y a varias distancias de recogida de la biomasa.*

## 2.2.3.2. Evaluación de emisiones de CO<sub>2</sub> para plantas de 2 MWe

Los resultados de emisiones de CO<sub>2</sub> para los casos considerados se muestran en la siguiente tabla.

PLANTAS DE CONVERSIÓN DE BIOMASA DE DTOS RENDIMIENTOS	PLANTA 1	PLANTA 2	PLANTA 3	PLANTA 4
Potencia Planta (kWe)	2000	2000	2000	2000
<b>Rendimiento neto eléctrico</b>	<b>18%</b>	<b>22%</b>	<b>27%</b>	<b>32%</b>
Energía Primaria necesaria (kWt)	11111	9091	7407	6250
Poder calorífico combustible (kJ/kg)	12000	12000	12000	12000
Horas de funcionamiento anual	7000	7000	7000	7000
Masa de biomasa necesaria (kg/s)	0,93	0,76	0,62	0,52
<b>Masa de biomasa anual (ton/año)</b>	<b>23333</b>	<b>19091</b>	<b>15556</b>	<b>13125</b>
Masa máxima de biomasa en camión en base a volumen máximo (kg)	15000	15000	15000	15000
Numero de viajes necesarios por año (ida y vuelta)	1556	1273	1037	875
Consumo del camión (l/km)	0,45	0,45	0,45	0,45
Distancia total recorrida camión por año Caso 1 (km)	38889	31818	25926	21875
Distancia total recorrida camión por año Caso 2 (km)	77778	63636	51852	43750
Distancia total recorrida camión por año Caso 3 (km)	116667	95455	77778	65625
Distancia total recorrida camión por año Caso 4 (km)	155556	127273	103704	87500
Consumo de diésel Caso 1 (l)	17500	14318	11667	9844
Consumo de diésel Caso 2(l)	35000	28636	23333	19688
Consumo de diésel Caso 3 (l)	52500	42955	35000	29531
Consumo de diésel Caso 4 (l)	70000	57273	46667	39375
Emisiones de CO <sub>2</sub> por litro de gasoil (kg CO <sub>2</sub> /l diésel)	3	3	3	3
Emisiones de CO <sub>2</sub> - Caso 1 (kg CO <sub>2</sub> /año)	52500	42955	35000	29531
Emisiones de CO <sub>2</sub> - Caso 2 (kg CO <sub>2</sub> /año)	105000	85909	70000	59063
Emisiones de CO <sub>2</sub> - Caso 3 (kg CO <sub>2</sub> /año)	157500	128864	105000	88594
Emisiones de CO <sub>2</sub> - Caso 4 (kg CO <sub>2</sub> /año)	210000	171818	140000	118125
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas por tonelada de biomasa (ton CO <sub>2</sub> /ton biomasa)	1,3	1,3	1,3	1,3
Toneladas evitadas de CO <sub>2</sub> por año (ton CO <sub>2</sub> /año)	30333	24818	20222	17063
<b>Porcentaje que representa el transporte sobre el CO<sub>2</sub> evitado - Caso 1</b>	<b>0,17%</b>	<b>0,14%</b>	<b>0,12%</b>	<b>0,10%</b>
<b>Porcentaje que representa el transporte sobre el CO<sub>2</sub> evitado - Caso 2</b>	<b>0,35%</b>	<b>0,28%</b>	<b>0,23%</b>	<b>0,19%</b>
<b>Porcentaje que representa el transporte sobre el CO<sub>2</sub> evitado - Caso 3</b>	<b>0,52%</b>	<b>0,42%</b>	<b>0,35%</b>	<b>0,29%</b>
<b>Porcentaje que representa el transporte sobre el CO<sub>2</sub> evitado - Caso 4</b>	<b>0,69%</b>	<b>0,57%</b>	<b>0,46%</b>	<b>0,39%</b>

Tabla 12 Cálculos de emisiones de CO<sub>2</sub> sobre CO<sub>2</sub> evitado por la biomasa en el transporte por camión de plantas de 2 MWe de distintos rendimientos y varias distancias.

Se observa como la situación de más emisiones de CO<sub>2</sub> se corresponde con el caso de planta de rendimiento eléctrico global 18% y distancia media de recogida de la biomasa de 100 km con 210 ton CO<sub>2</sub>/año, y el caso de menor emisiones con el caso de planta de rendimiento eléctrico global de 32% y distancia media de recogida de la biomasa de 25 km, con 29,531 ton CO<sub>2</sub>/año.

### 2.2.3.3. Determinación de superficies de recogida necesarias de biomasa para plantas de 2 MWe

La siguiente tabla muestra los resultados en lo que se refiere a la superficie de tierra requerida para recoger la cantidad de residuos de poda vid prevista en torno a la planta de generación eléctrica.

La cantidad de restos de poda producidos se estima conservadoramente en 1 tonelada por hectárea de tierra cultivada.

Se ha considerado el caso de planta de menor rendimiento, que es el que más biomasa requiere. Se indica que para un radio de 25 km en torno a la planta, con 23.333 t/año necesarias, se necesitaría tener cultivadas en vid un 12% de las tierras, siendo este el caso mayor en cuanto a ocupación de tierras con residuos destino a planta.

Otra referencia, es la que expone el EPRI en relación a las tierras de chopo necesarias en torno a una planta de tecnología WTE de 50 MWe, donde indica que en un radio de 40 km, el 7% se dedicarían a este cultivo [73].

La Comunidad Autónoma de La Rioja tiene una superficie de 5.027 km<sup>2</sup>, de los cuales 612,7 km<sup>2</sup> está ocupada por viñedos, es decir, 12,18% del total, por lo que cumple con los parámetros del Caso 1 [29].

Evaluación de tierras necesarias para el caso del sarmiento	Datos
Productividad (ton sarmiento/Ha)	1
Potencia Planta (kWe)	2000
<b>Rendimiento neto eléctrico</b>	<b>18%</b>
Energía Primaria necesaria (kWh)	11111
Poder calorífico combustible (kJ/kg)	12000
Horas de funcionamiento anual	7000
Masa de biomasa necesaria (kg/s)	0,93
<b>Masa de biomasa anual (ton/año)</b>	<b>23333</b>
Superficie necesaria (Ha)	23333
Superficie necesaria (km <sup>2</sup> )	233
Caso 1: Promedio de distancia de ida y vuelta de 25 km.	25
Caso 2: Promedio de distancia de ida y vuelta de 50 km.	50
Caso 3: Promedio de distancia de ida y vuelta de 75 km.	75
Caso 4: Promedio de distancia de ida y vuelta de 100 km.	100
Superficie Radio Caso 1 (km <sup>2</sup> )	1963
Superficie Radio Caso 2 (km <sup>2</sup> )	7854
Superficie Radio Caso 3 (km <sup>2</sup> )	17671
Superficie Radio Caso 4 (km <sup>2</sup> )	31416
<b>Porcentaje de tierras empleadas Caso 1</b>	<b>11,9%</b>
<b>Porcentaje de tierras empleadas Caso 2</b>	<b>3,0%</b>
<b>Porcentaje de tierras empleadas Caso 3</b>	<b>1,3%</b>
<b>Porcentaje de tierras empleadas Caso 4</b>	<b>0,7%</b>

*Tabla 13 Porcentaje de tierras dedicadas al cultivo de vid en torno a planta de 2 MWe en distintos radios de distancia.*

#### 2.2.3.4. Discusión de los resultados

En relación a los costes, como es previsible, la situación más desfavorable es el caso de una distancia media de 100 km (ida y vuelta). En plantas tan pequeñas se observa cómo la adquisición de los equipos necesarios hace que, en los mejores rendimientos, al tener que transportar menos cantidad de biomasa, el coste por tonelada de biomasa sea superior, debido a los costes fijos de inversión y mantenimiento. De esto se deduce que debe de optimizarse el tamaño de la planta de biomasa de acuerdo a estos costes expuestos.

En el mismo sentido, Yagi et al, encuentran que la escala de tamaño de planta tiene mayor repercusión en los costes de generación eléctrica finales que los costes de transporte [74].

En cualquier caso, los costes totales son inferiores para las plantas de mayor rendimiento. Los precios por tonelada varían desde los 5,91 (distancia media 25 km y rendimiento 32 %) hasta los 11,05 €/ton (distancia media 100 km y rendimiento 18 %) en las distancias y plantas consideradas (Figuras 24 y 25).

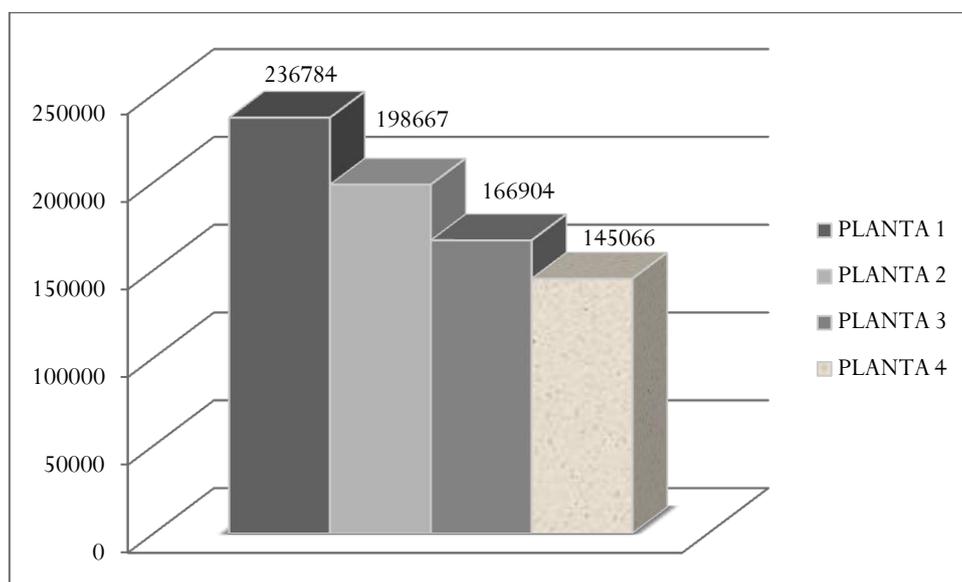


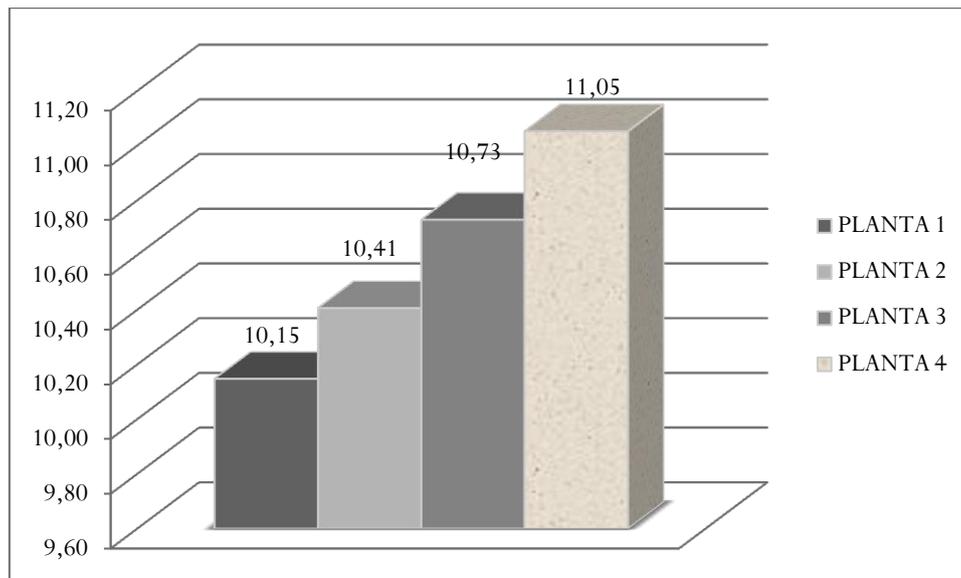
Figura 24. Coste total por año a una distancia media de 100 km (€)

Como información de contraste, existe un estudio de Perpiñá et al. que ofrece valores de coste de transporte de camión de una media de 17,19 €/ton en distancias medias de 23 km [75].

En cualquier caso, Hamelinck habla de costes de camión para transportar la biomasa en tren, y la carga y descarga del mismo, de un valor aproximado de 5 €/ton de biomasa seca [59].

Sokhansanj et al, exponen unos costes sólo del transporte de balas de rastrojo de maíz de 21,76 \$/ton, lo que estimado en € (1 €≈1,30\$), equivale a 16,74 €/ton [76].

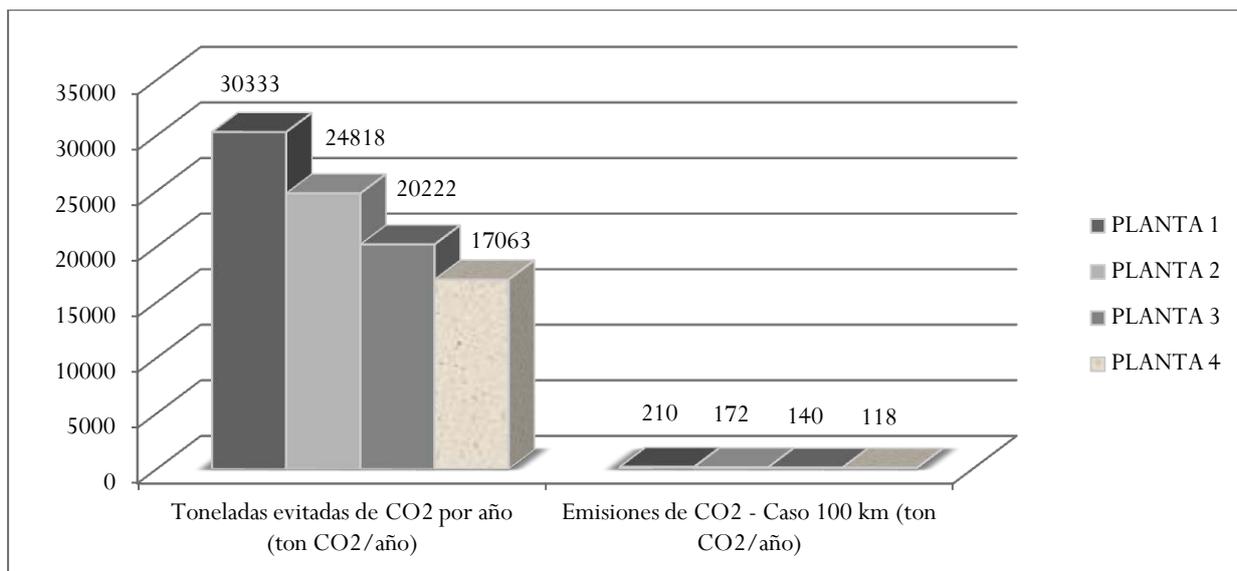
Según Boukis et al, existe una gran diferencia entre los costes de transporte de la biomasa sin ningún proceso previo y la astillada, llegando a ser en el segundo caso hasta un 50% inferior, debido al aumento de la densidad másica de la biomasa [52].



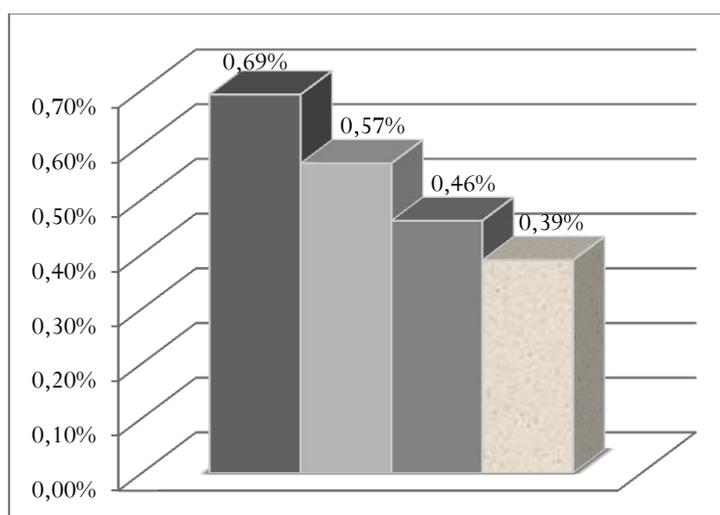
*Figura 25. Coste del transporte por tonelada de biomasa a una distancia media de 100 km (€/ton)*

Según las emisiones contaminantes, como se refleja en los siguientes gráficos, un porcentaje relativo del CO<sub>2</sub> emitido sobre el CO<sub>2</sub> evitado en este tipo de plantas, en el caso más desfavorable de distancia media 100 km para una planta de un rendimiento global de un 18%, sería de un 0,69%, alcanzando un porcentaje relativo de hasta un 0,39% con plantas de rendimientos de un 32% en las mismas distancias medias (Figuras 26 y27).

Se puede decir por lo tanto que el factor limitante a la hora de decidir distancias es el factor económico y no el medioambiental.



**Figura 26.** Toneladas evitadas y emisiones de CO<sub>2</sub> por año a una distancia media de 100 km



**Figura 27.** Porcentaje que representa el transporte sobre el CO<sub>2</sub> evitado a una distancia media de 100 km

## 2.2.4. CONCLUSIONES

En base a todo lo expuesto, podemos concluir que:

- La energía primaria utilizada en la recogida y transporte de la planta varía entre un 2% y un 7% de la energía primaria de la biomasa, en función de

los tratamientos previos al transporte (por ejemplo, si está peletizada o no).

- Los costes de transporte de la biomasa en distancias entre 25 km y 100 km pueden oscilar entre los 6 y 17 €/t seca de biomasa. A esto habría que sumar, para cada tipo de biomasa, los costes de recogida y astillado u otra preparación si la hubiere. Según los cálculos expuestos en este apartado, estos costes oscilarían entre los 5,91 y 11,05 €/t para plantas de 2 MWe de con distintos rendimientos de 2 MWe.
- Existe un interés creciente en el mercado a gran escala de la biomasa en grandes distancias (del orden de 1200 km y por barco), haciendo eficiente el transporte por el gran volumen transportado. Los costes para traer biomasa de Latinoamérica a Europa podrían ser del orden de los 40-55 €/ton seca puesta en puerto de destino, pudiendo en grandes plantas, generar energía eléctrica a 0,035 €/kWhe. En estas condiciones y en grandes plantas, se podría competir con los combustibles fósiles.
- En plantas pequeñas del orden de 2 MWe, los costes fijos de inversión en equipos de transporte y mantenimientos anuales, aumentan los ratios de coste de transporte por tonelada de biomasa, por lo que se deduce que debe de optimizarse el tamaño de la planta de biomasa de acuerdo a estos costes expuestos.
- Las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la recogida y el transporte de biomasa son del orden del 5% máximo en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> que la biomasa evita, siendo según los cálculos de este artículo de un máximo de 0,69% para distancias medias de 100 km (excluyendo las fases previas al transporte de recogida y preparación si las hubiere), para plantas de 2 MWe. Las emisiones de CO<sub>2</sub> en distancias de 1200 km están del orden del 2,5% sobre el CO<sub>2</sub> evitado.

- El estudiar las superficies de recogida necesarias, según las densidades energéticas de cada biomasa y su poder calorífico inferior, es un factor clave en el diseño del sistema logístico de este tipo de plantas de generación eléctrica. En el caso concreto de La Rioja, y para la biomasa del sarmiento, se verifica que la necesidad de superficies de recogida necesarias para distancias medias de 25 km para una planta de 2 MWe, se corresponde con gran exactitud con las tierras de cultivo actualmente existentes en La Rioja de vid.

## Capítulo 3 COMBUSTIÓN O GASIFICACIÓN DE BIOMASA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA. OPINIÓN DE LOS PROFESIONALES DEL SECTOR

### 3.1. Introducción

En el presente capítulo se trata de constatar los problemas de la generación de energía eléctrica con biomasa a partir de las opiniones de especialistas del sector con amplia experiencia tanto en la realización de proyectos, en la dirección y explotación de instalaciones, como en proyectos de investigación mediante las tecnologías de Combustión y Gasificación.

Se trata de analizar ambas tecnologías y estudiar cuál es la más conveniente y cuándo, así como cuáles son los problemas tecnológicos y coyunturales que cada una presenta actualmente.

En general, se destaca que son dos tecnologías en fase de implantación que necesitan todavía importantes esfuerzos en investigación, aunque están dando sus primeros resultados, cada una de ellas a una escala adecuada. Los expertos se decantan por utilizar la técnica de Gasificación en plantas entre 0,5 y 2 MWe de potencia eléctrica instalada, mientras que en plantas entre 2 y 10 MWe estiman más fiable la Combustión.

Un factor clave en la viabilidad de ambos tipos de instalaciones es la necesidad de aumentar las horas de operación. Se estiman necesarias de 7000 a 8000 horas de operación, muy por encima de las actuales.

Un problema común a ambas tecnologías es la logística de la biomasa. Este es un factor que debe tenerse muy en cuenta en el estudio de viabilidad de una instalación.

La biomasa es una de las primeras fuentes de energía que el hombre ha utilizado a lo largo de la historia, y se encuentra en un momento de redescubrimiento de nuevas vías de utilización de modo eficiente, tanto en lo medioambiental como en lo económico. Son muchos los estudios de viabilidad que se encuentran en desarrollo o se han desarrollado con el objetivo de utilizar la biomasa, dentro de sus muchas aplicaciones, a la Generación Eléctrica [2, 77-95].

El objetivo de este trabajo es la discusión sobre los problemas estratégicos y tecnológicos de la conversión de la energía química de la biomasa en energía eléctrica mediante dos tecnologías diferentes, la Combustión y la Gasificación.

La combustión directa es la conversión energética más utilizada a nivel mundial, tanto en el ámbito doméstico como en el ámbito industrial y de generación de electricidad. De su uso y experiencia con combustibles fósiles, se ha transferido la tecnología a la biomasa, y hoy por hoy, parece constituir la opción más fiable para la generación eléctrica [7, 88, 92, 96-98].

Sin embargo, a pesar de lo aprendido con los combustibles fósiles, la biomasa plantea nuevos desafíos tecnológicos derivados de la diversidad que presenta este tipo de combustible.

Se denomina gasificación al conjunto de reacciones termoquímicas que tienen lugar en un ambiente pobre en oxígeno, en el que se produce la transformación de un sólido en gases aprovechables para su combustión en una turbina de gas, en un motor o en una caldera.

El poder calorífico inferior (PCI) del gas obtenido, denominado normalmente gas de síntesis o syngas, es una sexta parte del PCI del gas natural convencional [6]. En el proceso de la gasificación se obtienen además residuos sólidos con alto contenido en carbono, y una fase líquida denominada alquitranes o tars, ambos en menor proporción [4].

La gasificación no es una tecnología nueva, sino que ha sido utilizada en periodos de necesidad energética, para producir gases combustibles a partir de combustibles fósiles como carbón o petróleo. Debido a la mejor relación H/C de la biomasa con respecto al carbón, es en principio más factible su gasificación [88]. Además la gasificación puede ser la base para procesos de obtención de combustibles líquidos de alta calidad (proceso Fisher- Tropsch) [99].

El rendimiento de la gasificación puede estar en torno al 70-80% [100], en función del agente gasificante utilizado, medido como la relación entre la energía portante del syngas producido respecto a la energía primaria de la biomasa combustible.

En relación a la producción de energía eléctrica a través de la biomasa, podemos decir que los rendimientos eléctricos de la gasificación con motor o con turbina de gas en plantas de tamaños de 2 a 10 MWe, frente a la combustión directa de biomasa y turbina de vapor, pueden estar en torno al 30-33% frente a un 22%, respectivamente, de eficiencia global, relacionando la energía primaria de la biomasa con la energía eléctrica neta generada [101]. En cualquier caso, hay que matizar que el proceso de gasificación parece ser más inestable que la combustión directa.

Las principales barreras técnicas de la combustión y de la gasificación corresponderían a la variabilidad que presenta el combustible ante diseños que hoy en día son muy poco versátiles a cambios de composición, humedad, etc. e incluso de tipo de combustible si fuese necesario. Ello acompañado por una economía de escala para plantas de pequeña potencia instalada (2-10 MWe), de costes de inversión muy elevados [82, 91]. Particularmente, la combustión presenta problemas ante la corrosión y deposiciones a altas temperaturas ante ciertos combustibles [102-106], y su rendimiento es bajo (en torno a un 18-

22%) para plantas de potencia de 2 a 10 MWe [82]. La gasificación, para mismo tamaño de plantas, plantea principalmente dos retos de relevancia, el primero la estabilidad operacional ante los cambios que se den en el sistema (de combustible, de humedad...) [107], y por otro lado la limpieza del syngas generado [108].

El objetivo de este capítulo es realizar una consulta a profesionales del sector de la biomasa en el ámbito nacional español que están en la punta de lanza en la construcción, operación e investigación de este tipo de plantas, para tratar de obtener el estado real de la generación eléctrica a través de la biomasa, y establecer un marco de reflexión sobre la combustión frente a la gasificación como tecnologías para la generación eléctrica, a partir de la biomasa, en diferentes escalas de tamaño de planta.

Se incidirá en cuáles podrían ser los principales impedimentos técnicos y coyunturales para el desarrollo de estas tecnologías, y en algunos casos, cuál de ellas pudiera en principio ser más adecuada.

### 3.2. Metodología

El procedimiento de la consulta se ha llevado a cabo a través de una encuesta online entre profesionales del sector que voluntariamente han participado, en la que cada uno de ellos ha expuesto sus puntos de vista y opiniones sobre un total de **siete ítems** relacionados con la **Combustión y Gasificación de Biomasa para Generación Eléctrica**. La encuesta puede encontrarse en:

(<https://docs.google.com/spreadsheets/viewform?hl=es&formkey=dE5tZkxLbkNPaWZVUUUzc1M2amVMQWc6MA#gid=0>).

Los citados ítems corresponden a las siguientes temáticas:

- Plan de Energías Renovables 2011-2020
- Horas de funcionamiento real y de proyecto de plantas de generación eléctrica con biomasa
- En el rango de 2 a 10 MWe, conveniencia de la Gasificación o de la Combustión para procesos con biomasa
- Principales problemas técnicos de la Combustión de biomasa
- Estabilidad de la Gasificación en plantas de 0,5 a 2 MWe
- Logística de la biomasa
- Situación actual de la generación eléctrica con biomasa



*Figura 28. Ítems sobre los que se ha llevado a cabo la encuesta con los profesionales del sector.*

En el proceso de colaboración online han participado un total de ocho profesionales, todos ellos muy relacionados con el sector de la biomasa y de la generación eléctrica, desde diferentes actividades técnicas y/o de investigación, según se expone en la siguiente tabla:

E	Profesional	Cargo o Responsabilidad	Entidad/ Empresa/ Institución	Experiencia profesional en relación a la generación eléctrica con biomasa.
1	JOSÁN SOLE	Gerente	SIEA BIOCHAMM EUROPA	Diseñan, fabrican e instalan plantas para generación de energía eléctrica a partir de biomasa. Disponen de tres instalaciones en España y una en Portugal, con más de 500 MWe en producción en el mundo con calderas de vapor de alta presión.
2	LUIS MONGE GÜIZ	Director Área Negocio Energías Renovables	TAIM WESER S.A.	Son tecnólogos de cogeneración de biomasa por gasificación y tienen planta de demostración operando desde hace varios años.
3	FRANCISCO MESA HERRADOR	Director de Planta	VALORIZA ENERGIA	15 años de experiencia, en puesta en marcha, operación y mantenimiento de calderas de biomasa, turbinas de vapor y turbinas de gas. Dirección de complejos industriales, y desarrollo del sector de la biomasa
4	JOSE ANTONIO AYENSA	Project Manager	GRUPO ENHOL S.L.	En la actualidad están promoviendo dos proyectos de generación a través de biomasa de cultivo forestal, en concreto de chopo.
5	PILAR COCA LLANO	Investigadora	ELCOGAS, S.A.A	Ha trabajado en varios proyectos de investigación españoles y europeos en los que se han realizado pruebas de co-gasificación de biomasa con el combustible habitual que se utiliza en la central GICC de 335 MWe (gasificador de lecho arrastrado a presión y alimentado con oxígeno).
6	ROBERTO DE ANTONIO	Socio Director	FACTORVERDE SA	Promoción y servicios de logística para plantas de biomasa eléctrica y térmica. Más de 11 años de experiencia. Principal operador logístico en España.
7	SERGI SANROMAN CASTELL	Director de Proyecto y Jefe Departamento de Biomasa de la División de Ingeniería, Tecnología y Generación	COMSA EMTE MEDIO AMBIENTE SLU	COMSA EMTE MEDIO AMBIENTE (CEMA) tiene una amplia experiencia en la promoción, construcción y explotación de plantas de biomasa. Concretamente, participa de la explotación de varias plantas de desgasificación de vertederos y de valorización energética de purines. Actualmente, CEMA tiene en fase de construcción la primera planta termosolar española hibridada con biomasa forestal leñosa.
8	LUIS M <sup>a</sup> LÓPEZ GONZÁLEZ	Catedrático de Universidad del Área de Máquinas y Motores Térmicos	UNIVERSIDAD DE LA RIOJA	Coautor del libro "Plantas de Valorización Energética de Biomasa" [1], investigador principal y colaborador en varios proyectos de investigación sobre biomasa además de autor/coautor de numerosos artículos científicos sobre la materia [89, 90, 109, 109-113].

*Tabla 14 Profesionales y Empresas que han contestado a la encuesta*

La participación de estos profesionales nos permitirá acercarnos y constatar de forma directa, las opiniones sobre la generación eléctrica con biomasa en España, desde diferentes puntos de vista. El resultado será enriquecedor para

poder establecer algunas líneas de actuación, tanto en investigación como en otros ámbitos, necesarias para la consolidación de la biomasa para conversión en energía eléctrica.

### **3.3. Resultados de las encuestas**

Se exponen a continuación las principales aportaciones de los profesionales participantes en cada una de las temáticas tratadas en el proceso de colaboración online.

#### **3.3.1. Objetivos planteados por el PER 2011-2020 sobre la biomasa**

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009 [114], relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota mínima del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

El PER 2011-2020 [115], es algo más ambicioso respecto a las energías renovables, puesto que recoge una serie de medidas que, convenientemente combinadas, ejecutadas, coordinadas y supervisadas, pretenden cumplir con los requerimientos europeos, alcanzando los objetivos nacionales en 2020 fijados en el Plan.

Para la biomasa (grupo conjunto de biomasa sólida, RSU (residuos sólidos urbanos) y biogás), se plantea conseguir en 10 años un incremento en potencia eléctrica instalada en torno a un 50%, aumentando de 825 MW hasta un total de 1.950 MW. Con ello se pasaría de una producción bruta de energía eléctrica de 4.228 GWh en 2010 a 12.200 GWh en 2020. Hay que tener en cuenta que el RD 661/2007 ya establecía unos objetivos de potencia para los grupos b.6 y b.8, 1.317 MW y para las de los combustibles del grupo b.7, 250 MW (excluyendo la co-combustión).

El peso de la generación de energía eléctrica a través de la biomasa en el año 2010, fue del 1,41% sobre el total de mix energético, según datos facilitados por el IDAE [115].

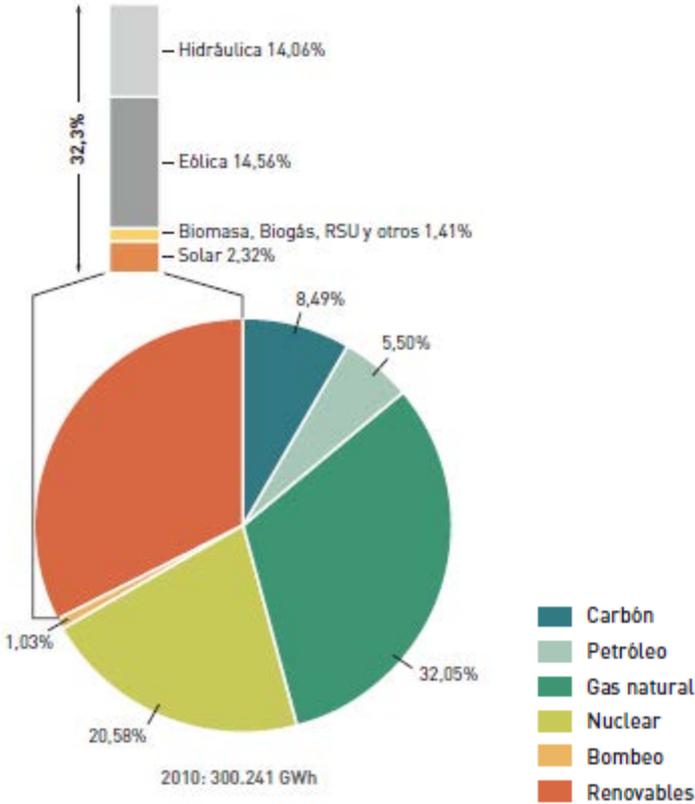


Figura 29. Distribución de porcentajes de generación de energía eléctrica en el mix español del año 2010 [115].

Además hay que tener en cuenta que en las últimas medidas adoptadas por el Gobierno Español en el sector energético, se suprimen las primas para nuevas instalaciones en energías renovables, según aparecen publicado en el Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Sobre el objetivo fijado por el PER para el 2020 [115], la encuesta 1 entiende que deben de ajustarse los costes de explotación de las plantas y los precios de tarifa eléctrica [116]. Encuesta 2 coincide con esto último, añadiendo que considera que el potencial de la biomasa en España es mayor, y que deben de tenerse en cuenta las aplicaciones de cogeneración [117]. Encuesta 3, considera que en la región española que él conoce (Andalucía), el potencial de biomasa para generación eléctrica es alto, y debe además regularse para su aprovechamiento tanto en los residuos forestales ó agrícolas como en el fomento de los cultivos energéticos [118]. Encuesta 4 coincide en que el límite de MWe eléctricos fijado en el PER para 2020 es pequeño, y que debería de aumentarse sobre todo para no paralizar posibles proyectos de plantas de generación eléctrica con biomasa [119]. Encuesta 5 ve complicado que se cumpla el objetivo de potencia instalada con plantas de generación eléctrica de biomasa según el PER [120]. Encuesta 7 remarca que España es el tercer país europeo en disponibilidad de biomasa, pero que deben de estabilizarse las condiciones de financiación de los proyectos, -en especial las garantías de aprovisionamiento- y el marco jurídico regulador de la actividad. [121]. Encuesta 8 [122][122, 122] remarca que bajo condiciones normales no habría problemas en alcanzar la potencia instalada con biomasa de 5000 MWe.

Algunos de los profesionales consultados [116-123] están de acuerdo en que el marco tarifario debería de ajustarse para crear un entorno favorable para el desarrollo de las renovables [116, 117, 121]. Sobre la financiación de las plantas, algunos de ellos coinciden en que es uno de los principales obstáculos para que no se construyan [117, 121], y otros opinan que el potencial de España en Biomasa es más que suficiente para cumplir con el objetivo, aunque las condiciones no son las adecuadas para que esto ocurra [117-119, 121-123].

### 3.3.2. Horas de operación anuales de las plantas de generación eléctrica con biomasa

De las de generación eléctrica para el año 2020 según el PER 2011-2020 derivan unas horas de funcionamiento de las potencias instaladas según tecnologías tal como se expone a continuación:

	2010 (horas/año)	2020 (horas/año)
<b>Biomasa sólida</b>	5290	6000
<b>RSU</b>	5765	7500
<b>Biogás</b>	4200	6500

*Tabla 15 Horas de funcionamiento anual de cada fuente de energía para generación eléctrica [115]*

En el caso de la generación eléctrica con biomasa sólida, las horas de funcionamiento anual en el momento actual son aproximadamente unas 5.290 horas/año. Para el año 2020, se supone que las plantas operarán unas 6.000 horas/año. ¿Son suficientes estas horas de operación anual consideradas para garantizar viabilidad económica de las plantas? ¿Son viables tecnológicamente

un número mayor de horas de operación de las plantas de generación eléctrica con biomasa?

Todas las encuestas [116-123], exponen como horas de proyecto adecuadas en este tipo de plantas anuales un intervalo de 7.000 a 8.000 horas, reconociendo que con una operación de 5.290 horas anuales, este tipo de plantas no pueden ser viables.

Un valor medio de unas 7.500 horas/año es casi un tercio superior al registro de horas de operación según los datos contrastados referentes al año 2010. En base a las horas actuales de operación de 5290 horas/año según datos del 2010, y las previstas para el 2020 de 6000 horas/año, ambas para combustibles sólidos de biomasa, se demuestra que todavía se está lejos de las horas de operación necesarias en las plantas de generación eléctrica que conforme a lo que afirman los profesionales del sector, deben de operar un mínimo de 7.500 a 8.000 horas/año, para que la rentabilidad y los periodos de recuperación de inversión de las plantas no se vean mermados.

### 3.3.3. Plantas de 2 a 10 MW: ¿combustión o gasificación?

Se ha pedido a los encuestados que respondan sobre qué tecnología consideran más favorable para la generación eléctrica, dada una cierta cantidad anual de biomasa en plantas de potencia entre 2 y 10 MWe. La justificación de seleccionar este intervalo de potencias, es la siguiente:

- En España, según el RD 661/2007 [124], el tamaño de planta máximo donde las primas por producción eléctrica son mayores es 2 MWe. Es decir, a partir de tamaño de planta de 2 MWe, las primas por generación eléctrica

comienzan a disminuir, por lo que sería un buen criterio no sobrepasar los 2 MWe, cuando se estuviera en el diseño de plantas en torno a esta potencia.

- En cuanto a la descentralización de distribución de la energía eléctrica, este intervalo de potencias para plantas de generación eléctrica de 2 a 10 MWe puede ser considerado como adecuado para poder planificar centrales de generación atendiendo redes de distribución de tamaños no muy grandes en torno a estas.

- Por la biomasa requerida para el funcionamiento de estas plantas que puede estar entre las 15.000-20.000 toneladas/año (para 2 MWe, rendimiento global de un 24% y proporcional hasta 10 MWe; aunque con consumos inferiores por la mejora del rendimiento con el tamaño de planta), según LHV y rendimiento de planta de generación eléctrica, no sería adecuado según la disponibilidad de biomasa, construir plantas de mayores potencias, ya que ello implicaría una logística del combustible de cada vez distancias mayores.

Ante la producción de calor o de energía eléctrica, la cuestión es por qué gasificar un sólido biomásico, para que después éste sea combustionado, con las pérdidas energéticas que ello conlleva.

Comparando dos plantas de generación eléctrica, una IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) y la otra de Combustión Directa Convencional [125], los resultados son los siguientes:

- Los gases de escape generados en gasificación son inferiores en cantidad a los generados en combustión [7].
- Mayor campo de aplicaciones del syngas generado: poligeneración [78, 126, 127].
- El gas puede ser más fácilmente transportado y distribuido que los combustibles sólidos, y por lo tanto su logística es más económica [7, 99].

- Es más sencillo secuestrar el CO<sub>2</sub> en la gasificación que en la combustión, ya que se encuentra en mayor concentración [87, 128-131].
- Las emisiones de SO<sub>2</sub> son en general inferiores en una planta IGCC [132, 133].
- La gasificación produce mucho menos NO<sub>x</sub> que un sistema de combustión directa (0,082 kg NO<sub>x</sub> para gasificación y 0,61 kg/MWh para combustión directa) [7].
- Los sólidos totales residuales generados en una planta de gasificación son inferiores a los que aparecen en una planta de combustión directa [7].
- Las plantas de gasificación pueden construirse más compactas que las de combustión, al necesitar menos equipos [7].
- Si el calor es la única necesidad energética, la combustión directa parece más idónea que la gasificación, especialmente en plantas de pequeña escala. Incluso para plantas de escala media (instalaciones para calefacción de distrito, calefacción central y energía eléctrica) la combustión pudiera ser más económica [7, 134].

Atendiendo a las opiniones vertidas por los profesionales del sector, los resultados son los siguientes:

En general, los expertos coinciden en que, en plantas entre 2 y 5 MWe, la gasificación es más fiable, y por ello es también la tecnología más utilizada. Sin embargo, estiman que para plantas por encima de 10 MW, es más interesante la combustión. Entre 5 y 10 MW, se debe estudiar cada caso.

La Encuesta 3 [118], estima que, en combustibles herbáceos, dado sus posibles contenidos en sílice y cloro, es posible que formen sinterizados y cuajada del lecho, por lo que recomienda combustión directa con parrillas refrigeradas con agua en lugar de gasificar. Para combustibles leñosos de origen forestal o

agrícola, opina que se debería optar por calderas de lecho fluido, con altas presiones y temperaturas para aumentar el rendimiento del ciclo.

La Encuesta 4 expone que la combustión está más contrastada técnicamente para el rango de potencias eléctricas instaladas de planta de generación [119].

De Antonio, en la Encuesta 6, se decanta por la combustión, matizando que no conoce ninguna planta de gasificación para generación eléctrica que funcione óptimamente en España [123].

La Encuesta 7 incluye una nueva idea exponiendo que las plantas de combustión no son rentables en potencias eléctricas instaladas inferiores a 10 MWe, y que la gasificación es viable en plantas de 2 MWe, siempre y cuando coexistan demandas térmicas y eléctricas (cogeneración) [121].

La Encuesta 8 [122, 122] matiza que la opción adecuada de gasificación para grandes plantas (mayores de 200 MW) sería la de reactor de lecho arrastrado acoplada a ciclo combinado. Indica que, a pesar de lo expresado, son necesarios análisis de viabilidad de proyecto en cada situación, por lo que no considera la gasificación muy adecuada para el intervalo de planta de 2 a 10 MWe. Puntualiza que la combustión es más adecuada para núcleos rurales, con residuos forestales o agrícolas donde da una mayor operatividad a las plantas, pudiendo conseguir tanto generación eléctrica como energía térmica distribuida.

De todas las respuestas de los profesionales del sector, se observan grandes diferencias de opinión, como la propuesta de que la gasificación es apta para grandes plantas, y según otros para pequeñas potencias eléctricas. Sobre la gasificación, dos encuestas argumentan que no existe en España planta de gasificación para generación eléctrica con funcionamiento óptimo, y que la combustión es la que más fiabilidad ofrece. De todo ello, no se puede extraer una idea común de los encuestados sobre que tecnología sería la más conveniente para convertir una cierta de biomasa en energía eléctrica en el intervalo de potencias instaladas considerado. Parece que la combustión pueda ser más fiable, pero también el factor de la rentabilidad ha aparecido como a ser tenido en cuenta, ya que podría hacer que plantas pequeñas no fueran rentables por su economía de escala.

#### **3.3.4. Principales problemas técnicos de una planta de combustión**

La combustión directa se lleva a cabo en calderas o quemadores, que varían su diseño en función del combustible biomásico a utilizar. Se puede considerar que en los aspectos fundamentales, la combustión de carbón y biomasa es bastante similar. Sin embargo, los sistemas de quema directa de la biomasa presentan algunos problemas [102-106, 109, 135-143]:

- Fouling (incrustaciones) y corrosión en la cámara de combustión, causados por la naturaleza alcalina de las cenizas de la biomasa, producidos debida a la fusión a altas temperaturas de los productos de la combustión. El slagging (escorificación de cenizas) y el fouling reducen las superficies de transferencia de calor del combustor y causan problemas de erosión y corrosión, que disminuyen la vida útil de los equipos.
- El tamaño y forma de las partículas de cada tipo de biomasa, así como la pulverización de la misma, deben ser considerados en función del tipo de tecnología a emplear, para alcanzar altos ratios de mezcla y un buen rendimiento del proceso.
- Los metales en las cenizas, en combinación con otros elementos del combustible como silicatos y sulfuros, y en presencia de cloruros, son responsables de muchas reacciones indeseables en las calderas. Elementos como Si, K, Na, S, Cl, P, Ca, Mg, Fe están implicados en los problemas de fouling y slagging. El cloro afecta principalmente a la corrosión.
- Los depósitos de cenizas reducen la transferencia de calor y pueden derivar en corrosiones severas a altas temperaturas.

Se expone a continuación la opinión sobre los principales problemas técnicos que derivan de la combustión, según los profesionales consultados. Según la Encuesta 1 [116], para que la planta pueda cumplir con una alta disponibilidad, requiere un sistema de combustión contrastado que pueda ser estable ante la heterogeneidad de los combustibles. La Encuesta 3 [118] coincide en que es necesario que la caldera admita un combustible variable, que no forme incrustaciones dentro del hogar.

Según varios encuestados [116, 118-121, 123] es fundamental la homogeneidad de la biomasa que se va a quemar y su preparación. En caso contrario se pueden producir alteraciones del proceso que disminuyan los rendimientos esperados.

La Encuesta 8 [122] cita como otros problemas la composición química de la biomasa, los residuos, los gases, la continuidad de la explotación en el tiempo y la viabilidad económica de las plantas.

La Encuesta 6 [123] propone, invertir en el conocimiento del recurso y la necesidad de hacer un buen proyecto logístico asociado a la planta.

Como se puede observar, el nexo común entre todas las opiniones es el tipo de biomasa, su preparación y el hecho de que las calderas sean capaces de admitir variaciones importantes en el combustible que las alimenta, bien por el uso de policombustibles o bien porque varíen las características de uno determinado.

### 3.3.5. Gasificación: ¿proceso estable en plantas de 0,5 a 2 MW?

La tecnología para la gasificación de biomasa no está consolidada y en la mayor parte de los mercados no consigue competir con otras tecnologías de conversión energética [88]. Según Dasappa [144], la experiencia de una planta de gasificación con reactor downdraft (reactor donde la biomasa y el agente gasificante se ponen en contacto a través de corrientes paralelas) de 100 kW acoplada a red eléctrica resultó insatisfactoria, trabajando 1000 h y vertiendo energía a red solamente 70 h.

Veamos qué opinan los consultados sobre la gasificación y su estabilidad en plantas de potencia entre 500 kWe y 2 MWe, ya que constituyen el intervalo de

potencia instalada en el que se han llevado a cabo plantas de gasificación para generación eléctrica de demostración en España, y debido a las razones ya expuestas anteriormente sobre las ventajas de plantas de potencia eléctrica instalada inferior a 2 MWe.

Dos de los encuestados [116, 119] exponen que la gasificación es una tecnología poco experimentada. Los principales problemas que plantean son: las condensaciones y el ajuste del gas obtenido a las características necesitadas en los motores y los alquitranes y su eliminación.

Según la Encuesta 2 [117], la gasificación es una tecnología estable en el rango de potencias de 0,5 a 2 MW, indicando que al margen de la subtecnología de gasificación empleada, el tipo de biomasa se adecua a las características del diseño del gasificador, y si la planta opera/se mantiene de forma adecuada, no tiene por qué existir ningún problema de inestabilidad u operativo.

Otras tres encuestas [118, 120, 121] señalan como problemáticas la composición química de la biomasa y la estabilidad de operación, fundamentalmente en plantas de gasificación a pequeña escala. La gasificación es más rígida ante la variabilidad de la biomasa que la combustión. La Encuesta 5 [120], realizada por una persona con experiencia en gasificadores de gran escala en co-gasificación, incide en que la gasificación es un proceso probado cuando la operación es continua, aunque matiza que los gasificadores pequeños son bastante ineficientes. De igual forma, la Encuesta 8 [122], expone que en la co-gasificación en grandes plantas es viable, pero teniendo en cuenta que la aportación de la biomasa no debe alterar la marcha normal de la planta.

La Encuesta 6 [123], no invertiría en ningún proyecto de gasificación, salvo que tratara de proyectos de I+D. Especifica que se le exige tanto al combustible, que convierte las plantas en inviables.

La Encuesta 7 [121] estima que la gasificación representa una mejora técnica sobre la combustión directa, ya que el rendimiento global del proceso es superior. Además su aplicación puede ser modular de tal manera que la potencia instalada de las instalaciones puede ampliarse si la disponibilidad de biomasa aumenta durante el periodo de operación. Sin embargo, para que esta tecnología sea viable es preciso disponer de uno o varios consumidores de energía térmica ubicados cerca de la instalación.

Aunque es un proceso estable, la gasificación actualmente sigue siendo una tecnología poco madura y que requiere instalaciones a medida para cada tipo de combustible. Para los promotores de plantas de esta tipología es imprescindible recurrir a un tecnólogo que garantice el buen funcionamiento del proceso de gasificación y del acondicionamiento del gas de síntesis generado.

La mayor parte de los consultados, a excepción de la Encuesta 2 [117], ve riesgos importantes en las plantas de gasificación de biomasa en esta escala, ya sea por problemas de alquitranes, sinterización de los lechos, variación de la biomasa, condicionamiento a que existan demandas térmicas... En cualquier caso, la Encuesta 2 [117] puntualiza la necesidad de una correcta operación y mantenimiento para conseguir que la planta sea estable.

### **3.3.6. Logística de la biomasa**

La biomasa presenta una diversidad tal que todo combustible biomásico requiere una atención especial en el diseño de las plantas, incluso en el proceso de recogida y transporte, las densidad energética de la biomasa en relación a

los combustibles fósiles hacen que el volumen de transporte necesario sea mucho mayor, y con ello los costes y las emisiones de CO<sub>2</sub> que se derivan.

Sala et al., citan 50 km como la distancia máxima en la que debe de recogerse la biomasa en torno a una planta de generación eléctrica de biomasa [1]. Boukis et al hablan de 25-30 km para plantas de pequeña escala de unos 2 MWe [52]. Sin embargo, hay planteamientos que hablan de 100 km como distancia máxima para camiones y a partir de 100 km proponen transporte por tren [59].

Otros estudios hablan de la necesidad de pensar en la biomasa de forma global, e iniciar un mercado de largas distancias en barcos de hasta 1200 km, incidiendo en que podrían minimizarse las posibles consecuencias medioambientales derivadas [50, 59, 61].

En relación a la distancia óptima a la que debe de recogerse la biomasa respecto a la planta que va a ser utilizada, varios de los encuestados [117-119, 122] sugieren un radio óptimo de entre 30 y 50 km, matizando que existen plantas de gran escala con mayores radios de recogida.

En la Encuesta 5 [120] se señalan distancias de entre 100 a 150 km, del mismo modo que en la Encuesta 7 [121] en la que, además, se matiza que no se deben marcar distancias para la recogida de la biomasa, sino que se justifique económicamente un proyecto que finalmente favorezca a muchos sectores implicados. La Encuesta 8 [122], se pronuncia también en el orden de 100 km como distancia media máxima, siempre y cuando la viabilidad económica de la planta sea positiva calculadas con precios reales. Las distancias que los consultados exponen van desde los 30 km hasta los 150 km. Evidentemente, se puede concluir que no existe una norma clara en cuanto a distancias de recogida de la biomasa, y que la viabilidad del proyecto debe de analizarse en su globalidad.

Las distancias de recogida de los combustibles de biomasa a emplear en las plantas de generación eléctrica, dependen principalmente:

- Potencia eléctrica de la planta y su rendimiento, del que resultara la cantidad anual de biomasa que necesitará.
- En función de la densidad media de la biomasa/s a utilizar en el entorno de la planta, surgirá la distancia necesaria de recogida para abastecer a la central de generación.
- Esto debe ser estudiado en las fases previas de los proyectos, para analizar la viabilidad de estos a lo largo de la vida útil de las plantas, contemplando los costes logísticos y el impacto ambiental derivados de estas necesidades de transporte.
- El combustible de biomasa deberá garantizar su disponibilidad temporal al menos durante el tiempo de vida útil de la planta de generación eléctrica.
- Además, si las plantas utilizan policonsumibles de biomasa, deben estar preparadas para sus tratamientos previos de molienda, separación, etc.

### 3.3.7. Situación actual de la generación eléctrica con biomasa

Referente a la situación actual de empleo de la biomasa para la generación eléctrica en España, son diversas las opiniones expuestas por los consultados.

En la Encuesta 3 [118] remarcan que debería de mejorarse el marco retributivo de la biomasa, aumentando las primas al menos en un 20%. Justifica que se desconocen los beneficios que genera la biomasa que enumera:

- 1.- Una planta de 10 MW genera 20 puestos de trabajo en planta y 80 en monte, terreno, transportes, restaurantes, etc.

- 2.- Recauda IVA, cada camión, el viento y el sol, no.
- 3.- Es gestionable, 7500 horas de funcionamiento, por la noche y cuando no hay viento.
- 4.- También se le retorna al estado vía IRPF, de todos esos trabajadores.
- 5.- Como genera ese trabajo, también se ahorra pagar el desempleo.
- 6.- Disminuyen los incendios, al tener montes gestionables, por lo que las partidas del INFOCA (Plan de Emergencia por Incendios Forestales de Andalucía), pueden disminuir.
- 7.- Aparece una economía dispersa en entornos rurales, se ocupa el campo.

La Encuesta 3 [118] propone mejorar las tecnologías de calderas para poder operar a mayor presión y temperatura y extender la cultura de la eficiencia energética.

La Encuesta 4 [119] vincula a la situación de crisis que vivimos los problemas de financiación que se presentan para poder llevar adelante este tipo de proyectos.

De Antonio en la Encuesta 6 [123], defiende que no se invierte lo suficiente en los proyectos logísticos de las plantas, siendo estos la base de cualquier proyecto. Además puntualiza que es importante que las tecnologías puedan procesar combustibles mixtos con fiabilidad.

Según la Encuesta 7 [121], señala que todavía tiene que mejorarse la técnica, sobre todo en gasificación, pero que para ello las empresas deben dedicar una parte de sus presupuestos a investigación y el marco legislativo debe ser estable. Indica que habría que mejorar los rendimientos globales de las plantas y optimizar costes, al igual que lo hace la Encuesta 2 [117].

La Encuesta 1 [116] incide en que hay falta de confianza en la tecnología y experiencia, de los posibles inversores y de los analistas de riesgos de los bancos. Como mejora para el sector propone analizar y caracterizar los recursos biomásicos, estimando por zonas los potenciales de cada uno.

La Encuesta 8 [122] opina que el mayor problema del sector es el precio de la energía para el consumidor, ya que no refleja la realidad. Sobre los problemas técnicos, dice que siempre pueden resolverse así como con los problemas legales. Aconseja como necesaria una planificación energética tanto para que la biomasa se desarrolle en el ámbito rural como en grandes plantas, donde se fijen para la biomasa unos precios realistas que se adecuen a los verdaderos costes.

La Encuesta 2 [117] apunta que tanto biomasa como la tecnología de valorización de la misma se van fuera de España y habría que preguntarse el por qué.

Por último, la Encuesta 5 [120] expone las ventajas de la cogasificación en plantas grandes, con altos niveles de utilización y con una importante reducción de emisiones.

Todos ellos coinciden en que el marco retributivo y la financiación de este tipo de plantas de generación eléctrica por combustión o gasificación de biomasa deben adecuarse a la situación real de costes, y que deben de aumentarse los esfuerzos en el conocimiento de la biomasa y sus mejores opciones tecnológicas de conversión energética, sin olvidar la necesidad de ahondar en la investigación y demostración de este tipo de plantas para que lleguen a consolidarse.

### 3.4. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones que pueden establecerse como resultado de este estudio son las siguientes:

1. Las tecnologías deben consolidarse y que deben realizarse importantes esfuerzos de investigación para consolidar las tecnologías de combustión y gasificación.
2. Debe de hacerse una adecuación del marco tarifario referente a la generación eléctrica con biomasa, y se expone la financiación de este tipo de proyectos como un impedimento importante para que se lleven a cabo. Además en estos momentos, con las medidas del gobierno actual, se han eliminado las primas a las energías renovables de nueva implantación, con lo que todavía el futuro de este sector se hace más difícil.
3. Sobre las horas de funcionamiento las horas que deben de considerarse para proyecto están entre 7000 a 8000 horas anuales, muy por encima de las horas reales de operación que actualmente están en torno a las 5300 horas anuales. Este factor es clave para la viabilidad económica de los proyectos.
4. Entre utilizar gasificación o combustión en plantas entre 2 y 10 MWe, la combustión es más fiable, y por ello es también la tecnología más utilizada.
5. Sobre la gasificación en plantas de escala pequeña, existen riesgos en menor o mayor grado. Indican los problemas de posible sinterización de los lechos o los alquitranes en el syngas generado. Sin embargo, es una técnica muy interesante siempre que se consiga la estabilidad de la operación y se realice un adecuado mantenimiento.

6. Respecto al punto de vista de la logística de recogida de la biomasa, se consideran adecuadas distancias de entre 30 km a 150 km, siempre teniendo en cuenta que los costes logísticos encajen en el estudio de viabilidad de las plantas.
7. Por último, señalar que se ve una falta de confianza en la tecnología, tanto para combustión o gasificación de biomasa, y que la situación de crisis no está ayudando a que se puedan dar importantes pasos en la consolidación de este tipo de energía renovable en España por la falta de financiación para llevar a cabo este tipo de proyectos.

Los resultados de este Capítulo han sido publicados recientemente [41].



## Capítulo 4 TECNOLOGÍA DE LA COMBUSTIÓN

### 4.1. INTRODUCCIÓN

La combustión directa es la conversión energética más utilizada a nivel mundial, tanto a ámbito doméstico como a ámbito industrial y de generación eléctrica.

De su uso y experiencia con combustibles fósiles, se ha transferido la tecnología a la biomasa, y hoy por hoy, constituye la opción más fiable para la generación eléctrica.

A pesar de lo aprendido con los combustibles fósiles, la biomasa plantea nuevos desafíos tecnológicos derivados de la diversidad en la que se presenta este tipo de combustible.

### 4.2. CONCEPTOS BÁSICOS DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN

#### 4.2.1. Composición química de los combustibles

La combustión consiste en una reacción química, altamente exotérmica, del oxígeno con ciertos elementos químicos de unas sustancias llamadas combustibles. El oxígeno es aportado por el comburente que suele ser aire.

Los combustibles están básicamente compuestos por 2 tipos de elementos químicos: los activos en el proceso de combustión, es decir, los que reaccionan químicamente, y los inactivos que permanecen químicamente inalterados.

Los elementos activos, van ligados a la materia orgánica del combustible siendo las especies químicas principales el carbono (C), el hidrógeno (H), azufre(s), nitrógeno (N). En los combustibles sólidos y líquidos se distingue:

- Materia volátil: Conjunto de hidrocarburos que se volatilizan en el calentamiento progresivo del combustible.
- Carbono fijo: Resto carbonoso que permanece tras el escape de los volátiles y que está ligado a las cadenas carbonosas de la materia orgánica.

Los elementos inactivos más habituales que se encuentran en los combustibles son:

- Agua (humedad)
- Cenizas (Silicatos, carbonatos,  $\text{SiO}_2$ ...)
- Gases inertes ( $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ...)

En los combustibles gaseosos se suele conocer la fracción volumétrica o molar de cada uno de sus componentes. En los sólidos y los líquidos, se suelen hacer 2 tipos de análisis distintos:

- Análisis Inmediato: Se obtiene la fracción másica de los materiales volátiles, del carbono fijo, de la humedad y de las cenizas.
- Análisis Elemental: Se obtiene la fracción másica de C, H, O, S, N, la humedad y las cenizas. Es más costoso al realizarse por espectroscopia.

#### 4.2.2. Propiedades principales de los combustibles

Las principales propiedades de los combustibles en relación al proceso de la combustión son las siguientes:

## PODER CALORIFICO (PC)

Es la propiedad termodinámica más importante de un combustible e indica la energía química transformable en energía térmica (o en otras).

Se distinguen 2 tipos de poder calorífico:

- Poder Calorífico Superior (PCS), cuando el agua de los gases de combustión sale en forma líquida
- Poder Calorífico Inferior (PCI), el agua de los gases de combustión sale en forma de gas (se emplea parte de la energía en vaporizar el agua).

Se consideran combustibles ricos los que tienen  $PCS > 5000$  kcal/kg (petróleo, gas natural...) y pobres los que tienen  $PCS < 5000$  kcal/kg (lignitos, gas ciudad...).

## PODER COMBURÍVORO Y PODER FUMÍGENO

Son respectivamente, la cantidad mínima de aire necesaria para que todo el combustible pueda reaccionar y la cantidad de gases de combustión que se generarían al quemarse completamente el combustible con el aire estequiométrico (el mínimo necesario).

## TEMPERATURA ADIABÁTICA O TEORICA DE COMBUSTIÓN

Temperatura que alcanzarían los gases de combustión, si la combustión fuera adiabática y no se dissociaran. Es por tanto un valor ideal que no se alcanza realmente.

Indica el valor máximo que se podría alcanzar en la combustión y por lo tanto desestimar los procesos que exijan temperaturas por encima de estas teóricas.

### 4.2.3. Termoquímica de la combustión

#### *Balance de materia*

Existen principalmente 2 tipos de combustión en función de los productos que de ella derivan:

- Combustión completa: Las reacciones de oxidación son completas -> No hay CO ni otros compuestos intermedios.
- Combustión incompleta: Las reacciones de oxidación son parciales-> Aparece CO y otros inquemados (hollín, combustible...).

Del balance de materia se obtiene:

- La composición de los gases de combustión
- El caudal de los gases de combustión
- El caudal de aire

#### *Exceso de aire*

La cantidad de aire teórica, llamada estequiométrica, y también poder comburívoro, es la cantidad de aire necesaria para llevar a cabo la combustión completa del combustible:

$$V_{\text{aireest}} = 0,089 \cdot C + 0,2667 \cdot H + 0,0333 \cdot S - 0,0333 \cdot O$$

Expresado en m<sup>3</sup> N/kg de combustible.

La cantidad de aire utilizada en la realidad es mayor que la teórica, debido a la imposibilidad de hacer una mezcla total del combustible y comburente.

Se define el índice de exceso de aire (IEA), como la relación entre el volumen de aire real y el volumen de aire estequiométrico. El exceso de aire (EA) se expresa en forma de fracción como (1-IEA).

$$\text{IEA} = \frac{V_{\text{aire}}}{V_{\text{aireest}}} \cdot 100$$

$$\text{EA} = \text{IEA} - 1$$

### *Combustión completa*

Se analizará la combustión completa, dado que es aquella que tiene mayor rendimiento y menor producción de contaminantes, elegida por lo tanto para el proceso de combustión de la biomasa.

Cuando la combustión es completa, las reacciones globales que sufren los elementos oxidables del combustible, así como el O<sub>2</sub> y el N<sub>2</sub> del aire generan los volúmenes de gases de combustión que se detallan:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,87 \cdot C$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 11,2 \cdot H$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,7 \cdot S$$

$$V_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot \text{IEA} \cdot V_{\text{aireest}}$$

$$V_{\text{O}_2} = 0,21 \cdot (\text{IEA} - 1) \cdot V_{\text{aireest}}$$

$$V_{\text{GC}} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{SO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}$$

Siendo el volumen total de gases de combustión la suma de todos ellos.

#### 4.2.4. Pérdidas de energía de la combustión

De toda la energía que contiene el combustible, no se aprovecha la totalidad, ya que existen una serie de pérdidas que se exponen a continuación:

- Por los inquemados: se corresponde al sumatorio de la energía que se marcha con cada uno de los inquemados, por lo que es necesario conocer las fracciones máxicas de inquemados y sus poderes caloríficos.
- Por radiación y convección, desde las paredes exteriores calientes.
- Por la energía que se marcha con los gases de combustión.

### 4.3. COMPARATIVA DE LAS TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN DE LA BIOMASA

Las tecnologías existentes para la incineración de combustibles residuales, normalmente de bajo poder calorífico como los combustibles biomásicos,

tienen características específicas respecto a los sistemas convencionales de combustión. En cualquier caso se puede afirmar que estas tecnologías no son excluyentes de los combustibles convencionales, y derivan normalmente de los métodos aplicables a carbones de bajo rango, o incluso adaptación de calderas convencionales.

Las tecnologías para el quemado y la recuperación energética de combustibles biomásicos se puede agrupar en dos grandes grupos, excluyendo la tecnología de montón de combustible: tecnología de parrillas y tecnología de lecho fluidizado.

#### **4.3.1. Tecnología de montón o apilamiento de combustible.**

Es la tecnología en la que el combustible tiene el menor movimiento dentro del reactor. Este es dispuesto en una pila o montón y desde ahí se llevan a cabo las reacciones de combustión. Es el menos utilizado por sus bajos rendimientos, pero presenta una gran flexibilidad en cuanto a los tipos de combustibles y sus contenidos de humedad [96].

#### **4.3.2. Tecnología de parrillas.**

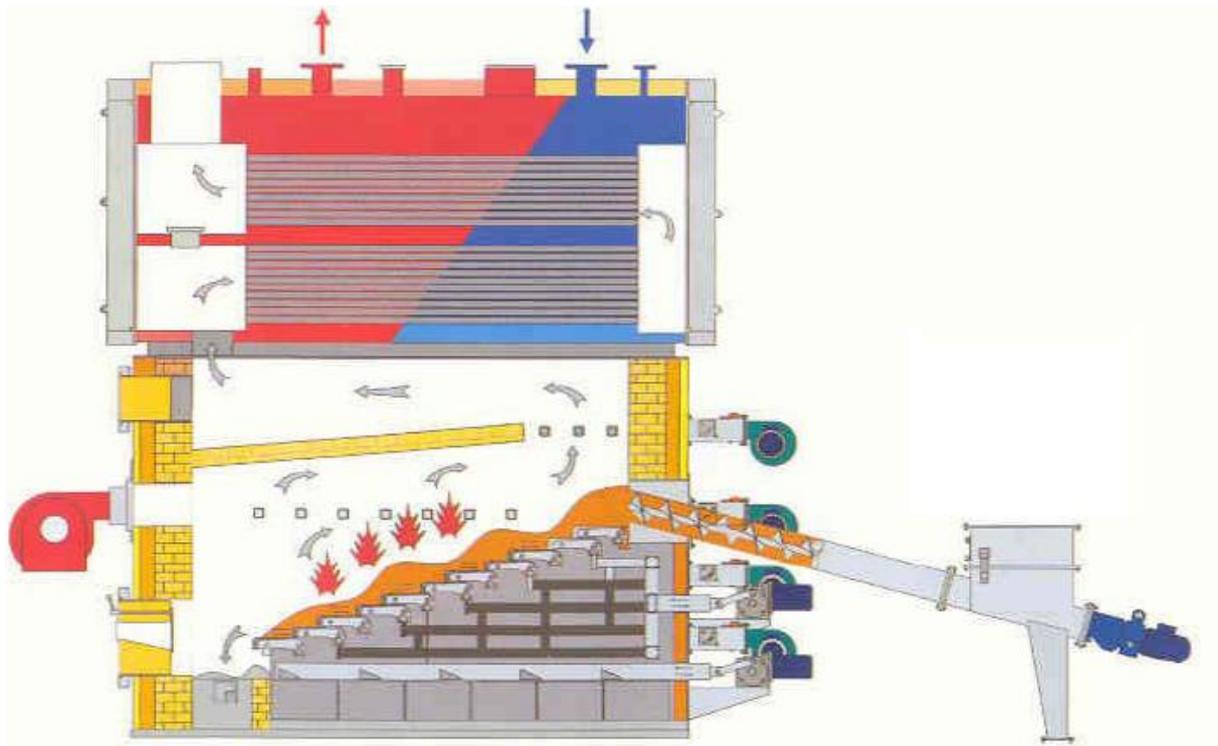
El principio de funcionamiento se basa en el avance del combustible mediante el arrastre de unos elementos provistos de movimiento relativo entre sí. Estos elementos sostienen el combustible, insuflándose entre los mismos el aire necesario para la combustión. Según van avanzando los residuos, se va

completando la combustión de los mismos, de forma que a la salida el contenido de inquemados es bajo.

El material de combustión en su avance por la parrilla, pasa por tres etapas consecutivas de proceso.

1. En la primera de ellas se produce un secado, evaporándose el agua contenida en el material.
2. La combustión principal tiene lugar en la segunda fase.
3. La última fase tan sólo sirve para completar la combustión en aquellas fracciones de mayor temperatura de ignición.

Los gases desprendidos de la combustión se envuelven en una corriente de aire al abandonar las parrillas.



*Figura 30. Caldera de biomasa con parrilla móvil.*

Las parrillas de las calderas de biomasa pueden ser fijas, móviles o sistemas mixtos. En el caso de ser fijas, suelen estar dispuestas en forma inclinada y ser

vibratorias, a fin de facilitar la distribución del combustible y favorecer la evacuación de cenizas al recipiente de recogida de cenizas o cenicero.

Los gases calientes de la combustión se hacen pasar a través de la sección de convección de la caldera, generalmente situada en la parte superior de la parrilla, donde ceden el calor al agua de circulación y se produce el vapor que alimenta a la turbina o bien se utiliza en otra aplicación. En ocasiones se instala un economizador que puede ser exterior o interior a la cámara de combustión y donde se baja la temperatura de humos hasta unos 100°C.

La alimentación de aire primario se lleva a cabo mediante soplantes, introduciéndose normalmente el aire a nivel de la cámara de combustión, por debajo de la parrilla, si bien también a veces se introduce aire primario en la zona de precombustión en el caso de algunas calderas alimentadas con balas de combustible, por ejemplo.

Asimismo, es imprescindible la inclusión de aire secundario en el proceso a efectos de producir una buena combustión de los volátiles desprendidos de la biomasa. Como en el caso del aire primario el secundario se introduce con soplantes, por orificios situados en la parte superior de la cámara de combustión.

El sistema más extendido de alimentación para biomasa, son tornillos cuya velocidad regula el flujo de combustible. Asimismo, otro sistema muy difundido es el de las válvulas alveolares que son utilizadas para lograr un flujo más homogéneo del combustible, evitando atascos a la entrada de la caldera, así como el posible revoque de las llamas. Otro método de alimentación, utilizado sobre todo en pequeñas plantas, es el de pistón hidráulico.

Cuando el biocombustible son partículas de pequeño tamaño, como en el caso de los serrines o el combustible, el sistema más común de alimentación es por transporte neumático combinado con un sistema de válvula alveolar que

descarga sobre un tornillo. Dada la alta reactividad de la biomasa, en estos casos la combustión de las partículas es tan rápida que suele ocurrir estando las mismas en suspensión, por lo que la superficie de parrilla necesaria es muy pequeña.

La tecnología de parrillas es el procedimiento más utilizado en Europa y América y permite alcanzar mayores capacidades horarias. Los principales tipos de parrillas empleados son [1]:

- **Hogares de parrilla fija**, indicados para biomasa como partículas pequeñas y de baja humedad. Combustión de forma heterogénea, según donde se encuentre el combustible.
- **Hogares de parrilla fija inclinada**, adecuados para biomasa de granulometrías y humedades muy variables que tienden a formar grandes cantidades de cenizas. Los combustibles deslizan a lo largo de la parrilla, por lo que la combustión es más homogénea.
- **Hogares de parrilla móvil**, apropiadas para biomasa con altos contenidos en materia inorgánica, lo cual genera gran cantidad de cenizas. Movimiento de vaivén de las parrillas que permite la descarga continua de cenizas y el movimiento de la biomasa.
- **Hogares de parrilla vibratoria**, que permite una descarga automática e intermitente de las cenizas.

En todas estas tecnologías, conforme se añaden elementos de movimiento a las parrillas, estas se hacen más caras en cuanto a inversión y mantenimiento, eso sí, mejorando el rendimiento de la combustión. En la siguiente gráfico se expone la clasificación de tecnologías de parrillas que presenta Martínez [8], donde aparecen la parrilla inclinada móvil, que es una mezcla entre la inclinada y móvil explicadas, y un sistema específico para balas de paja con parrillas refrigeradas.

	<p><b>PARRILLA MÓVIL CON ALIMENTACIÓN SUPERIOR</b> [10]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aceptación de una variedad amplia de combustibles (cultivos energéticos, astillas de madera y carbón)</li> <li>• Contenido de humedad del combustible entre 5 y 55%.</li> <li>• Aceptación de medida de astillas variable, adaptación del combustible según el sistema transportador sinfín que alimenta a la caldera.</li> <li>• Presente en escasas experiencias en el mundo, se instala para potencias iguales o superiores a 2 MW.</li> </ul>
	<p><b>PARRILLA FIJA PLANA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eficiencia de conversión a calor mínima del 90%, en condiciones de plana carga del horno y contenido de humedad de las astillas <math>\approx</math> 35%.</li> <li>• Los gases de combustión calientan los tubos de la caldera generando agua caliente o vapor de agua.</li> <li>• Posibilidad de instalación de turbinas de gas y/o vapor para la generación de electricidad.</li> </ul>
	<p><b>PARRILLA INCLINADA (MÓVIL)</b> [11]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La parrilla móvil favorece el desplazamiento del combustible al lo largo del hogar.</li> <li>• Eficiencia de conversión a calor mínima del 90%, en condiciones de plana carga del horno y contenido de humedad de las astillas <math>\approx</math> 35%.</li> <li>• Los gases de combustión calientan los tubos de la caldera generando agua caliente o vapor de agua.</li> <li>• Posibilidad de instalación de turbinas de gas y/o vapor para la generación de electricidad.</li> </ul> <p><b>SISTEMA DE QUEMA DE BALAS DE PAJA ("CIGAR BURNING SYSTEM")</b> [12]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Algunos modelos presentan trituradores de paja, transportador sinfín del triturado y quema en parrilla fija plana o inclinada. Otros modelos introducen las balas en cámaras cerradas produciendo una quema superficial.</li> <li>• Alta generación de ceniza</li> <li>• Los gases de combustión calientan los tubos de la caldera generando agua caliente o vapor de agua.</li> </ul>

Figura 31. Principales tecnologías de parrillas de combustión [8]

### 4.3.3. Tecnología de lecho fluidizado.

La combustión en lecho fluidizado consiste en desarrollar la combustión en el seno de una masa de suspensión de: partículas de combustible, cenizas y, a veces, un inerte, los cuales son fluidizados por una corriente de aire de combustión ascensional.

Solamente entre un 2 y 3 % del lecho es carbonoso; el resto está compuesto de material inerte (arena). Este material inerte proporciona un gran almacén de calor en el hogar, amortiguando el efecto de las posibles fluctuaciones en el poder calorífico del combustible, debidas a las variaciones de humedad o composición del combustible, en la generación de vapor.

Las emisiones de  $\text{SO}_2$  producidas por la combustión de biomasa y residuos son generalmente muy bajas, pero cuando el contenido de azufre del combustible es elevado, se puede añadir caliza al lecho fluido para lograr un alto grado de retención de azufre en el mismo.

Cuando la velocidad del aire es baja, éste pasará a través de la masa de partículas sin dar lugar a ninguna distorsión en las mismas. Si se aumenta la velocidad del aire, llegará un momento en que la fuerza impulsora del aire sea próxima a la fuerza de la gravedad que mantiene juntas a las partículas en el fondo del cilindro, momento en el que comienzan éstas a moverse y se observa un aumento de la porosidad en el lecho. Al aumentar aún más la velocidad del aire, llega un momento en el que las partículas individuales se ven forzadas a un movimiento hacia arriba, viéndose suspendida en la corriente de aire y originando el denominado "lecho suspendido". Un aumento de la velocidad del aire originará una expansión del lecho, y permitirá el movimiento de las partículas en su interior, dando lugar a la fluidización.

El tipo de lecho fluido burbujeante o circulante seleccionado depende del poder calorífico del combustible según se quema y del tamaño de la instalación.

Existen dos tipos de combustores de lecho fluidizado, atendiendo al grado de fluidización del lecho y, por tanto, a la velocidad de fluidización:

a) Burbujeante

Opera con **bajas velocidades del aire de fluidización** y se caracteriza por permanecer en el lecho la mayor parte de los sólidos y solamente una parte, normalmente inferior al 10%, pasan al ciclón. Este tipo de fluidización se denomina "en fase densa", caracterizándose por la superficie libre del lecho que permanece definida.

b) Circulante

Con **velocidades muy elevadas del aire de fluidización** se produce el arrastre de gran cantidad de sólidos del lecho, pudiéndose reciclar una gran parte de éstos mediante un ciclón o multiciclón, dando lugar al denominado "lecho fluidizado circulante".

Desde el punto de vista de la presión de operación del combustor, pueden hacerse dos divisiones: lechos fluidizados atmosféricos, que operan a la presión atmosférica, y lechos fluidizados a presión (5-20 Kg/cm<sup>2</sup>). La combustión en lecho fluidizado a presión aunque es más compleja de operar ofrece la posibilidad de utilizar turbinas de gas en la generación de electricidad, empleando ciclos combinados gas-vapor con un alto rendimiento global.

La combustión fluidizada a presión sólo es aconsejable para altas capacidades de producción térmica (superiores a 200 MW), ya que conlleva en su diseño una considerable reducción del tamaño del combustor.

En este caso, se dispone de una corriente de aire que impulsa arena y la mantiene flotando en el horno formando un lecho. El combustible se introduce en el interior de este lecho, donde se mantiene la suspensión. La temperatura existente en el mismo, del orden de 850°C, provoca su combustión inmediata. Se produce un reparto de aire uniforme, lo que impide una atmósfera reductora, minimizando el rozamiento mecánico, así como la formación de depósitos. Hoy en día existen diferentes tipos de lechos fluidizados, con aplicación a combustibles convencionales.

Los lechos fluidizados se diferencian entre sí básicamente según la velocidad del aire en los mismos. Según se incrementa la velocidad del aire los lechos pasan de fijo a burbujeante, turbulento y circulante.

#### 4.3.4. Comparación de tecnologías.

El uso de la tecnología de parrillas en el horno de combustión presenta las siguientes ventajas:

- Tecnología **ampliamente probada**. Es la tecnología que tradicionalmente ha venido usándose para la combustión de todo tipo de combustibles, existiendo numerosas referencias en el mercado.
- Admite perfectamente una alta variación en la granulometría del combustible.

Comparativamente con la de parrillas, el uso de la tecnología de lecho fluidizado presenta las siguientes ventajas:

- Rendimientos más altos, ya que la corrosión es menor al añadirse una aditivación en el lecho.
- Facilidad de operación: debido a la rapidez del proceso de combustión, la inercia del horno es muy reducida, lo que permite paradas y arranques en períodos de tiempo muy cortos.
- Facilidad de control: teóricamente se pueden ajustar con precisión los ratios para admitir incluso diferentes combustibles.
- Facilidad de mantenimiento: las dimensiones del horno para igual capacidad son menores que en caso de parrillas, no existiendo elementos móviles dentro del mismo.
- Los inquemados del horno se pueden enfriar y separar de la arena por procedimientos en seco, evitándose el efluente de apagado de escorias.
- Adición de combustibles con un mayor rango de PCI, así como la posibilidad de realizar mezclas de los mismos.
- Mejor calidad de los gases de combustión, debido a la posibilidad de usar aditivos correctores en el lecho.
- Admite perfectamente una alta variación en la humedad de combustible.

Además podemos recalcar que el uso de la tecnología de lecho fluidizado presenta los siguientes inconvenientes:

- Tecnología de más reciente implantación. Las referencias existentes son menores que la de parrillas.
- Menor capacidad horaria.
- Como consecuencia del manejo de arena de sílice, se produce mayor cantidad de polvos en los humos, lo que implica la necesidad de eliminarlos mediante filtros de mangas posteriores.

- En la mayoría de los casos se necesita una trituración homogénea de los residuos de la combustión, ya que de otra forma se pueden producir atascos en los sistemas de alimentación y problemas en los hornos.
- Mayor consumo de energía eléctrica, por la incidencia que representa la soplante del lecho.

#### 4.4. EQUIPOS/SISTEMAS PRINCIPALES DE UNA PLANTA DE COMBUSTIÓN DIRECTA

Una Planta de Combustión de Biomasa tendría como equipos principales los siguientes (descritos según línea de proceso):

1. Almacén de combustible
2. Sistema de transporte a caldera y desmenuzado del combustible
3. Caldera de producción de vapor, incluyendo:
  - a. Economizador: Intercambiador de calor gases/agua de entrada a caldera
  - b. Precalentador: Intercambiador de calor gases/ aire primario de entrada a caldera
  - c. Hogar: Donde se produce la vaporización
  - d. Calderín: Separación de vapor saturado de líquido saturado a la presión de la caldera
  - e. Sobrecalentador: Vapor saturado del calderín que se caliente hasta la temperatura de entrada a turbina a presión constante
4. Sistema de limpieza de gases
5. Turbina de vapor
6. Generador eléctrico

7. Desgasificador
8. Condensador
9. Bombas de condensados
10. Torre de refrigeración
11. Bomba de impulsión del circuito de refrigeración
12. Sistema de Control
13. Instalaciones auxiliares, siendo las más importantes:
14. Ventiladores de circulación de gases:
15. Ventiladores forzados de la línea de aire primario
16. Ventilador de tiro inducido del sistema de gases de escape
17. Sistema de tratamiento de aguas para reposición de agua de caldera y agua de circuito de refrigeración
18. Centro de Transformación
19. Grupo electrógeno diésel
20. Sistema de báscula

#### 4.4.1. Línea de proceso

En la Figura 32, se muestra la línea de proceso de la planta de Combustión de generación eléctrica descrito.

En líneas generales, tal como se detallará más adelante, se trata de un Ciclo Rankine de Vapor con Sobrecalentamiento y Regeneración, que modela el comportamiento en régimen nominal de la planta.

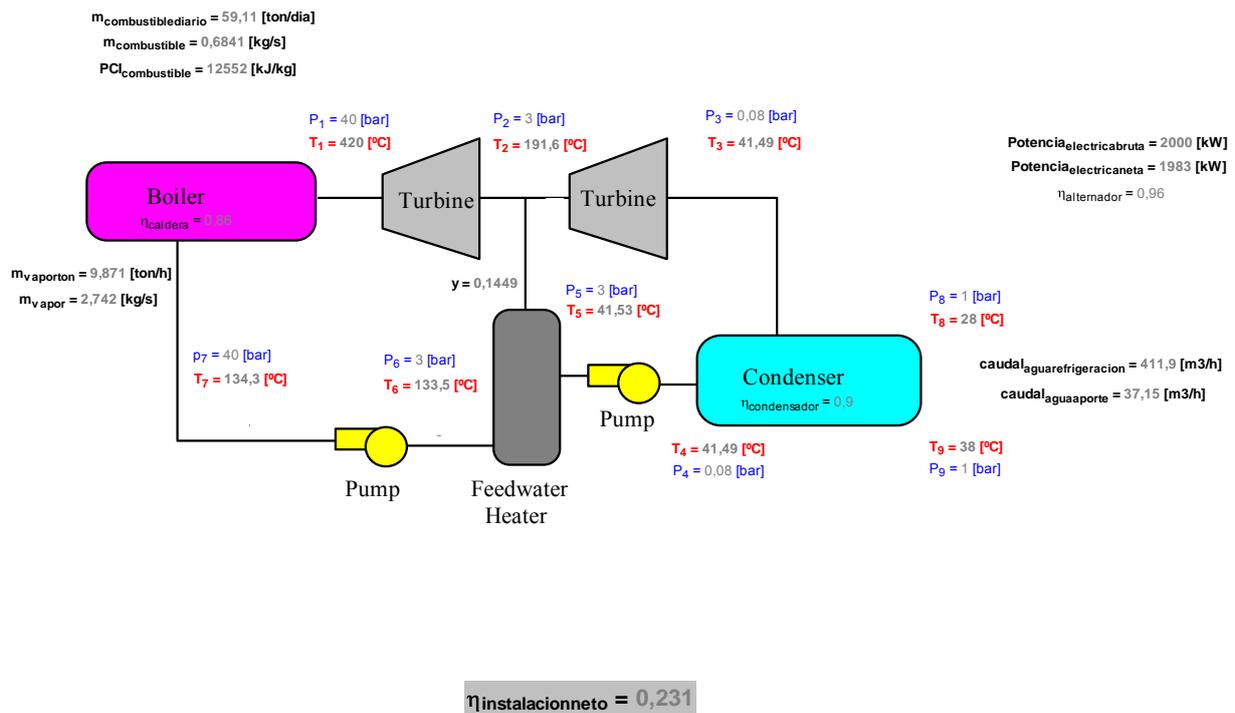


Figura 32. Línea de proceso de planta de combustión directa.

#### 4.4.1.1. Transporte, Almacenamiento y Conducción a Caldera

El combustible del proceso se recoge en las ubicaciones, cultivos en los que se encuentre, y después se efectúa el transporte hasta la Planta de Combustión de Biomasa.

Posterior a su pesaje y medición de la humedad, se efectúa la descarga en el almacén.

Desde este almacén por medio del tractor se transporta el combustible hacia la máquina trituradora si esta fuera necesaria. A continuación se conduce el combustible al almacén previo de alimentación de la caldera, por medio de una cinta transportadora de descarga de la máquina.

A partir de este almacén previo a la caldera, se empuja el combustible por medio de cilindros hidráulicos u otros medios hacia cintas que conducen el

combustible hacia el silo dosificador de descarga de combustible sobre la caldera, situado a una altura elevada para que con la caída en el hogar se asegure la disgregación combustible. En conjunto los sistemas de almacenamiento de combustible triturada tendrán una capacidad de almacenaje de combustible suficiente para poder operar con la suficiente autonomía.

#### 4.4.1.2. Caldera

Para introducir el aire necesario para la combustión en la caldera, se emplean ventiladores llamados de tiro forzado, con lo cual se suministra al aire la presión necesaria para que pueda recorrer el circuito (conductos y precalentadores de aire-gas).

El aire precalentado y el combustible triturado se introducen en la caldera o generador de vapor, donde se produce la combustión.

La mezcla aire-combustible se inyecta en la zona de la caldera denominada hogar, donde se encuentra el lazo de evaporación.

El agua abandona el hogar como vapor saturado, para lo cual la salida del hogar es un separador mecánico llamado calderín, en el cual se retiene la fracción de líquido saturado que aún queda y se envía de nuevo al hogar. El agua al entrar en la caldera pasa en primer lugar por un intercambiador de calor tubular agua/gases, donde se precalienta, llamado economizador.

El vapor saturado va al sobrecalentador, donde se aumenta su temperatura hasta los valores demandados por la turbina de vapor.

A la salida de la caldera, los gases de combustión han disminuido mucho su temperatura, pero ésta aún sigue siendo elevada. Parte de la energía que todavía contienen se recupera en los precalentadores aire-gas.

El circuito que recorren los gases de escape desde combustión hasta sistema de limpieza de gases es el siguiente:

1. Hogar
2. Sobrecalentador
3. Economizador
4. Precalentador de aire

Tras estos se encuentra el sistema de limpieza de gases, que puede disponer de separador de ceniza o precipitador electrostático, planta de desulfuración y reducción de  $\text{NO}_x$ .

Al final de todos estos equipos de limpieza de gases se encuentra el ventilador de tiro inducido, que suministra a los gases de escape el incremento de presión necesaria para que salgan por la chimenea.

Este sistema de circulación de los gases de entrada por tiro forzado y de los gases de salida por tiro inducido se llama tiro equilibrado. Con este sistema es más sencillo controlar la presión en el hogar.

El objetivo del generador de vapor es transmitir la energía al vapor para que ésta se intercambie en la turbina produciendo energía mecánica.



*Figura 33. Fotografía de Planta de Combustión de Biomasa*

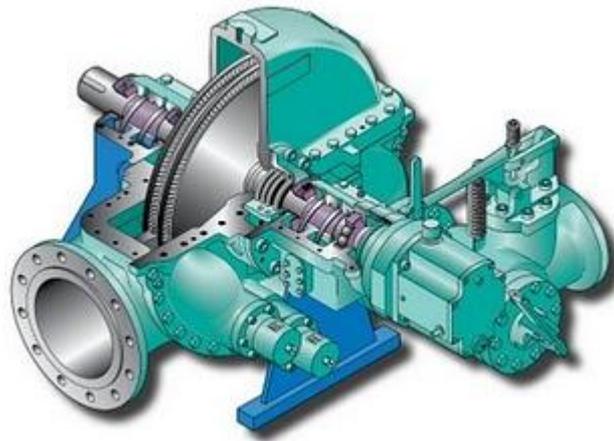
#### **4.4.1.3. Turbina de vapor**

En plantas de pequeña potencia (del orden de los 2 a los 10 MW), se puede instalar una turbina de vapor de condensación de dos etapas. Hay que matizar que en plantas de mayor potencia, se instalan 3 etapas de turbinado: alta presión, media y baja, para adecuar el diseño de la máquina las características del flujo de vapor en cada etapa.

A la turbina de vapor llega el vapor del sobrecalentador, y se expande produciendo trabajo.

A una presión intermedia se hace una extracción de la turbina hacia el desgasificador. Con ello el ciclo mejora el rendimiento y conseguimos eliminar los incondensables del proceso, que serán llevados al condensador para su expulsión al exterior.

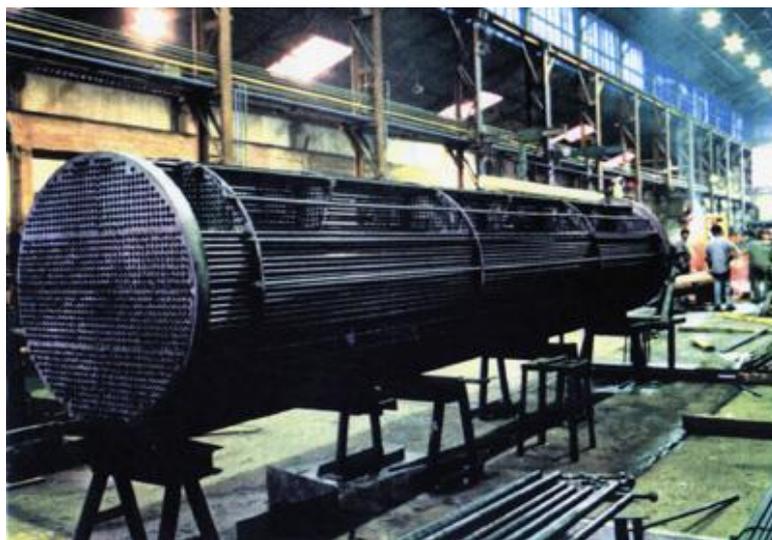
Desde la presión intermedia hasta la presión de baja, el resto de vapor se expande en la segunda etapa de la turbina, hasta su llegada al condensador.



*Figura 34. Turbina de vapor de dos etapas.*

#### **4.4.1.4. Condensador y Bombeo a Caldera**

El vapor sale de la turbina de vapor hacia el condensador, donde el vapor cambia de fase y es bombeado de nuevo a la caldera.



*Figura 35. Interior de condensador tubular*

El condensador se apoya para la refrigeración del agua de una torre de refrigeración de tiro inducido y a contracorriente, donde se produce un intercambio de calor aire-agua. También pueden utilizarse otros sistemas de refrigeración como aerocondensadores.

Para que se produzca el cambio de fase en el condensador es necesario disponer de un foco frío, y un sistema de refrigeración por medio del cual se realice el intercambio de calor. Se puede tratar con un circuito de refrigeración abierto (agua de mar, pantano, presa...) o circuito cerrado con torre de refrigeración [145].

#### 4.4.1.5. Alternador

El alternador es accionado por el eje de la turbina de vapor, produciendo al girar la energía eléctrica deseada. Una parte de la energía eléctrica producida se consume en la propia planta, para alimentar los accionamientos que intervienen en el proceso (ventiladores, trituradoras, bombas, etc...).

El rendimiento típico del alternador puede ser de un 95-96%.

En general, el autoconsumo de la planta puede variar entre un 6-8% sobre la potencia eléctrica bruta. El resto de energía eléctrica se conduce al Centro de Transformación, donde se eleva la tensión a la tensión de transporte de la red eléctrica.



Figura 36. Alternador síncrono 1500 rpm

#### 4.4.2. Rendimientos de la instalación

Para el cálculo de los rendimientos, se tienen en cuenta los siguientes términos:

- Flujo de energía del Combustible:  $P_{comb}$
- Calor del ciclo:  $Q_{ciclo}$
- Trabajo en turbina:  $W_{turb}$
- Potencia eléctrica bruta:  $P_{eb}$
- Potencia eléctrica neta:  $P_{en}$
- Potencia consumida en la propia planta:  $P_{aux}$

La potencia eléctrica bruta producida en una central,  $P_{eb}$  puede calcularse como:

$$P_{eb} = \eta_{alternador} \cdot \eta_{ciclo} \cdot \eta_{caldera} \cdot P_{combustion}$$

### 4.4.3. Ciclo de Potencia

En esta sección se describe más detalladamente la operación de la turbina de vapor, las bombas de condensados y los precalentadores.

En la caldera se realiza el aporte de calor al fluido de trabajo. En principio, el funcionamiento de la caldera no influye mucho en el ciclo de potencia: la caldera suministra al ciclo un determinado caudal de vapor, a una presión y temperatura determinadas.

Como la energía eléctrica no se almacena, la central debe producir una potencia eléctrica neta prefijada por el sistema de asignación de la generación. Este valor es la consigna del sistema de control que determina el caudal de vapor principal necesario en cada caso.

Como ciclo de vapor se utilizará un Ciclo Rankine con Sobrecalentamiento y Regenerativo. Se descarta la opción de Recalentamiento en la caldera, dada la escasa potencia de la turbina de vapor.

#### 4.4.3.1. Descripción del Proceso

El agua de alimentación llega al economizador (intercambio de calor de los gases de escape con el agua que viene impulsada del desgasificador) como líquido subenfriado a la presión de trabajo de la caldera (impulsado por la bomba).

En el hogar o circuito de evaporación se produce el aporte de calor necesario para el cambio de fase. La combustión y los gases de la combustión proceden a ceder su energía en el siguiente orden: hogar, sobrecalentador, economizador, precalentamiento del aire comburente. También puede tener otros usos como

precalentamiento de combustibles, secado de combustibles, transporte neumático, atomización de combustibles líquidos en quemadores... que en este proyecto no son aplicados.

La mezcla líquido-vapor saturado fluye del hogar al calderín. Del calderín el vapor saturado se dirige a los sobrecalentadores, donde se alcanza la temperatura especificada en la entrada de la turbina de vapor (el líquido saturado se devuelve al hogar).

El vapor se expande en la turbina hasta que entra en el condensador. En el condensador, que es un intercambiador de calor recuperativo, el vapor cambia de fase, cediendo el calor latente al agua de refrigeración. El agua del ciclo sale del condensador como líquido saturado (o ligeramente subenfriado) a baja presión. Tras el cambio de fase, el agua cae a la parte inferior del condensador llamada comúnmente “pozo caliente”.

La bomba de condensado de baja presión, impulsa el agua hasta el desgasificador, donde se mezcla con la extracción de la turbina, precalentando el flujo de alimentación de la caldera y mejorando con ello el rendimiento.

Desde el desgasificador, la bomba de alta presión, impulsa el fluido hasta el economizador de la caldera cerrando con ello el ciclo.

Es muy importante tener en cuenta el título de vapor que sale de la turbina en el diseño de este tipo de plantas. Valores de 0,88-0,90 son habituales [145].

#### 4.4.3.2. Características de turbinas de vapor para ciclos de potencia

En cuanto a alternativas de funcionamiento de las turbinas de vapor, existen dos opciones de presión: presión fija y presión deslizante. En presión fija, la

bomba proporciona siempre la misma presión y son las válvulas de la turbina las que regulan la presión y en presión deslizante, las válvulas de entrada a la turbina están siempre totalmente abiertas y la presión se regula con la bomba.

Hay que tener en cuenta las pérdidas tanto de presión en las conducciones del vapor como en las irreversibilidades producidas en la turbina de vapor.

Tanto la entrada como la salida de la turbina se llevan a cabo de modo radial, de modo que hay que contemplar lo suficiente antes y después en tramo recto para que el flujo de vapor sea desarrollado. La conexión de la turbina de vapor y el condensador se suele hacer con tubería rectangular instalando el condensador debajo de la turbina.

#### 4.4.3.3. Extracción a degasificador

El degasificador es el intercambiador final de la zona de baja presión. La salida del degasificador es la entrada de la bomba de alimentación de la caldera. El degasificador tiene una doble función: además de precalentar, extrae el aire que pueda haber disuelto en el agua debido a infiltraciones accidentales en la parte del ciclo que funciona a presiones inferiores a la atmosférica. El motivo de eliminar el aire es evitar que el oxígeno reaccione con el metal de los tubos de la caldera, ya que esto implica una pérdida de material en las paredes de los conductos y peligro de rotura de los mismos. El principio de funcionamiento del degasificador se basa en poner en contacto el agua del ciclo que contiene aire disuelto con vapor tomado de la turbina (sin incondensables), para que los gases disueltos en el agua pasen a fase vapor, al tender a igualarse las presiones parciales en ambos medios. Los incondensables junto con una pequeña cantidad de vapor se extraen del degasificador y se mandan al

condensador. El intercambiador de mezcla que constituye el desgasificador tiene válvulas de venteo en su parte superior.

La parte inferior es un tanque donde el agua permanece almacenada el tiempo suficiente para que sea posible para que el aire ascienda hasta la parte superior del mismo. El tanque sirve además como depósito de reserva para atender a los cambios de carga del ciclo, pues la bomba de agua de alimentación no puede responder instantáneamente a estas variaciones de la demanda.

La temperatura del agua de alimentación a la salida del desgasificador es prácticamente la de saturación a la presión del equipo. Como esta agua va directamente a la bomba de alimentación, el desgasificador se sitúa en una cota elevada varios metros por encima de la bomba de alimentación. De este modo, la columna de agua desde la salida del desgasificador proporciona la sobrepresión necesaria para evitar que parte del agua pase a vapor saturado y pueda producir cavitación en la misma.

#### 4.4.3.4. Ventiladores del circuito aire-gases

Se utilizan para la transmitir al aire comburente o los gases de combustión la energía necesaria para recorrer los circuitos.

Los principales ventiladores utilizados son:

- Ventiladores de tiro forzado: impulsan el aire comburente para la combustión. Mantienen el exceso de aire en la caldera (medida en %O<sub>2</sub> en gases de escape). Se aportará aire primario, bajo la parrilla para el secado del combustible, y aire secundario en el nivel de la combustión para reavivar la misma.

- Ventiladores de tiro inducido: extracción de los gases de la caldera. Controlan la presión del hogar.

Se suelen utilizar ventiladores de velocidad variable.

#### 4.4.3.5. Ciclo de refrigeración

La misión del ciclo de refrigeración es condensar caudal de vapor húmedo que abandona la turbina de vapor. El proceso de condensación se produce en un intercambiador recuperativo, donde el vapor condensante es el fluido caliente. La elección del fluido frío y el diseño del ciclo de refrigeración dependen básicamente de la ubicación geográfica de la planta.

Existen 2 alternativas para la elección del fluido frío: agua o aire. Desde el punto de vista de rendimiento de la planta, es preferible utilizar agua ya que los coeficientes de convección para agua son mayores que para gases, y por tanto es posible obtener temperaturas (y por tanto presiones) más bajas a la salida de la turbina.

A su vez los ciclos de refrigeración se clasifican en 2 grandes grupos: ciclos abiertos y cerrados. En los ciclos abiertos existe un suministro externo de agua fría (mar, río, pantano...). En los ciclos cerrados, cuando el agua de refrigeración sale del condensador se envía a una torre de refrigeración donde baja la temperatura y vuelve de nuevo al condensador.

Los sistemas de refrigeración cerrados necesitan de un aporte de agua a la torre que puede rondar el 2-3% del caudal de refrigeración. Cuando hay problemas para hacer este suministro continuo de agua se plantean ciclos de refrigeración por aire o aerocondensadores. Se instalan cuando no queda más remedio.

Hay que matizar que también se distingue entre torres de refrigeración con circuito de agua abierto, cuando el agua que circula por el mismo entra directamente en contacto con el aire en la torre, con circuito de refrigeración cerrado, cuando el agua que va al condensador no entra directamente en contacto con el ambiente, utilizando para ello un intercambiador intermedio.

#### 4.4.3.6. Criterios de diseño del condensador

Un condensador típico es el intercambiador de carcasa y tubos horizontales, circulando el agua de refrigeración por el interior de los tubos y el vapor condensante por el exterior. En los sistemas por aire, el diseño es totalmente distinto y el vapor condensante va por dentro de los tubos y el aire por fuera.

En el condensador de tubos horizontales, el condensado cae al fondo o pozo caliente, desde donde es bombeado por la bomba de baja presión, también llamada bomba de extracción del condensado. El pozo caliente, al igual que el tanque desgasificador, actúa como depósito de almacenamiento para atender a variaciones de carga. Su capacidad se calcula para que pueda almacenar los condensados durante unos minutos.

El calor disipado en el condensador,  $P_{cond}$ , se transfiere al agua de refrigeración según:

$$P_{\text{cond}} = U \cdot A \cdot \Delta T_{\text{lm}}$$

Temperatura logarítmica media

$$\Delta T_{\text{lm}} = \frac{T_{\text{cond}} - T_{\text{eaf}} - (T_{\text{cond}} - T_{\text{saf}})}{\ln \left[ \frac{T_{\text{cond}} - T_{\text{eaf}}}{T_{\text{cond}} - T_{\text{saf}}} \right]}$$

donde

$T_{\text{cond}}$ : Temperatura del condensador

$T_{\text{eaf}}$ : Temperatura de entrada del agua de refrigeración

$T_{\text{saf}}$ : Temperatura de salida del agua de refrigeración

La temperatura del vapor en el condensador es la temperatura de saturación del agua a la presión en la carcasa, por lo que puede considerarse aproximadamente constante.

Algunos criterios de diseño del condensador [145]:

- El caudal de agua debe ser suficientemente grande para que el salto térmico sea pequeño, ya que la temperatura mínima a la salida de la turbina viene determinada por la temperatura del agua de refrigeración a la salida del condensador. Valor razonable de salto térmico del agua de refrigeración sería de unos 10 °C.
- La velocidad del agua de refrigeración en los tubos debe de ser lo suficientemente elevada para que las turbulencias mejoren el rendimiento de la transferencia por convección. Velocidad típica de 1.5-2 m/s y diámetros internos de 2 cm (da lugar a gran cantidad de tubos).
- Paso de tubo: se suelen utilizar distancias del orden de 7-10 m de tubo.

#### 4.4.3.7. Sistemas de extracción de incondensables

En los análisis simplificados de los ciclos de potencia es habitual suponer que la presión en el condensador, es igual a la presión de vapor de agua a la temperatura a la salida de la turbina de baja, suponiendo por tanto que el único gas presente en el condensador es el vapor de agua.

Sin embargo en la realidad esto no es totalmente cierto, y en el interior del condensador hay una mezcla de vapor de agua con otros gases. Estos gases son principalmente infiltraciones de aire incorporadas al flujo de agua-vapor en las zonas del ciclo con presión por debajo de la atmosférica, y en menor cuantía,  $O_2$  e  $H_2$  causados por la descomposición térmica del agua o provenientes de las reacciones químicas entre el agua y los materiales de construcción.

Estos gases, llamados en su conjunto incondensables, ya que no cambian de fase en las condiciones de presión y temperatura del condensador, deben ser extraídos del equipo por otros medios para evitar su acumulación.

La presencia de incondensables para la planta es perjudicial por los siguientes motivos:

- Aumento de la resistencia térmica de convección exterior en el condensador, por lo que el vapor a la salida de la turbina aumenta presión y temperatura, disminuyendo el rendimiento de todo el ciclo.
- La presencia de algunos de estos gases puede causar reacciones químicas indeseadas. Por ejemplo, el  $O_2$  produce corrosión, que puede dar lugar a rotura de tubos.

Por lo tanto es necesario disponer en el condensador de algún sistema para la eliminación de incondensados. Los incondensados del desgasificador junto con una parte de vapor se envían al condensador, para que estos sean eliminados. Eliminarlos en el desgasificador tendría un coste de vapor elevado.

Para extraer los incondensados, se dejan entre los tubos unos canales de extracción conectados a un equipo de vacío que crea en ellos una ligera depresión. Conforme el vapor cambia de fase, el condensado cae por gravedad al pozo caliente. Los incondensables, junto con una pequeña cantidad de vapor son arrastrados al exterior del condensador.

La salida de incondensables se sitúa en el lado frío del condensador (entrada de agua de refrigeración), para enfriarlos antes de salir del condensador y así reducir su volumen. Es frecuente que una pequeña cantidad de tubos (6-8% del total) se dedique únicamente a esta misión constituyendo la zona denominada “zona de enfriamiento de incondensables”, que suele estar protegida con unas pantallas para que no se mezcle con la corriente principal de vapor[145].

Lo habitual es que el condensador se organice por bancos de tubos, teniendo cada uno su sistema de extracción de incondensados.

Para crear la depresión que posibilite la extracción de incondensables es habitual utilizar sistemas de eyectores de vapor con condensadores intermedios, para recuperar el vapor y enviarlo de nuevo al pozo caliente.

También pueden utilizarse bombas de vacío, aunque se prefieren los eyectores por su simplicidad, robustez y economía de mantenimiento ya que carecen de partes móviles. Normalmente los eyectores son sistemas multietapa o 2 ó 3 eyectores instalados en serie. El vapor utilizado suele ser vapor principal de alguna extracción.

Un eyector de vapor es un tubo Venturi que utiliza vapor como fluido de trabajo para crear una depresión, captando los incondensables y parte de vapor hasta su expulsión en el venteo.

Los condensados que se van generando en cada etapa se devuelven al pozo caliente del condensador.

## 4.5. PRINCIPALES PROBLEMAS DERIVADOS DE LA COMBUSTIÓN DIRECTA

La combustión directa se lleva a cabo en calderas o quemadores, que varían su diseño en función del combustible biomásico a utilizar. Se puede considerar que en los aspectos fundamentales, la combustión de carbón y biomasa es bastante similar.

Pero los sistemas de quema directa de la biomasa presentan algunos problemas [143]:

- Fouling y corrosión en la cámara de combustión, causados por la naturaleza alcalina de las cenizas de la biomasa. El fouling y la corrosión en las superficies del combustor, se producen por la fusión a altas temperaturas de los productos de la combustión. El slagging y el fouling reducen las superficies de transferencia de calor del combustor y causan problemas de erosión y corrosión, los cuales disminuyen la vida útil de los equipos.
- El tamaño de partícula de combustible tiene que ser analizado para cada tipo de biomasa, además en función de la tecnología de combustión a emplear.
- La pulverización de la biomasa en la combustión también tiene que ser estudiada para alcanzar altos ratios de mezcla y un buen rendimiento del proceso.
- Los metales en las cenizas, en combinación con otros elementos del combustible como silicatos y sulfuros, y en presencia de cloruros, son responsables de muchas reacciones indeseables en las calderas. Elementos como Si, K, Na, S, Cl, P, Ca, Mg, Fe están implicados en los

problemas de fouling y slagging. El cloro afecta principalmente a la corrosión.

- Los depósitos de cenizas reducen la transferencia de calor y pueden derivar en corrosiones severas a altas temperaturas.

## 4.6. ANÁLISIS CASO REAL: ESTUDIO CORROSIÓN CALDERA DE BIOMASA DE SANGÜESA

Durante la realización de esta Tesis Doctoral surgió la oportunidad de colaborar con D. Carlos Berlanga en este estudio sobre la corrosión y formación de depósitos en los sobrecalentadores de la Central de Biomasa de Sangüesa.

Este estudio avala de primera mano las principales problemáticas citadas anteriormente sobre la combustión de biomasa.

### 4.6.1. INTRODUCCIÓN

La biomasa incluye una variedad grande de combustibles diferentes con composición química diferente y características de combustión. La paja de trigo contiene cantidades grandes de potasio y cloro, los cuales son muy indeseables debido a su poder de corrosión alto, así que la combustión de paja está asociada con algunos problemas de corrosión que no son encontrados en plantas de combustión de carbón. La paja de trigo quemada estudiada en este apartado contiene típicamente 1.0 wt %K, 0.4 wt % Cl, y 0.15 wt %S. Su contenido de azufre influye en el mecanismo de corrosión (wt %: porcentaje en peso).

Durante combustión, cloruro de potasio y  $\text{SO}_2$  (g) es liberado en los gases de escape y a través de procesos de condensación y deposición resultan en la formación de un depósito sobre los tubos del sobrecalentador rico en cloruro de potasio y sulfato de potasio.

En las centrales eléctricas actuales, se ha probado que era difícil relacionar los parámetros específicos de sobrecalentadores con la corrosión, ya que estos al igual que la temperatura, la composición de depósito de la ceniza y la composición de gas, fluctuaban continuamente.

Hay muchos estudios de laboratorio y campo [104, 136, 138, 140, 146-157] que investigan la mecánica de corrosión debido a que se quema paja, y han sido sugeridos algunos modelos de corrosión basados en la cloración. También, el uso de aditivos químicos ha sido propuesto para minimizar este problema [105, 137, 158-160] en combinación con modelos matemáticos usados para simular la deposición basado en Dinámica de Fluidos Computacionales [161].

Para entender el mecanismo de corrosión de los tubos de sobrecalentadores es necesario saber las reacciones químicas que ocurren en la caldera. Una forma de conseguirlo es a través de una herramienta válida como son los cálculos termodinámicos [162-164].

El objetivo de este apartado es la realización de los cálculos termodinámicos que empiezan con las reacciones que tienen lugar entre los metales de los tubos de los sobrecalentadores con la atmósfera de combustión y los depósitos que están formados en los tubos.

Como ya se ha dicho también se han llevado a cabo pruebas de campo. La Central de Generación Eléctrica de Biomasa de Sangüesa, pertenece a ACCIONA ENERGÍA y está localizada en Navarra (España). Tiene una caldera de 25 MWth.

Las condiciones más corrosivas en la planta ocurren en el tercer sobrecalentador que está en el tercer paso y tiene una temperatura de vapor

saliente de 540 °C. La temperatura del metal está calculada y es 570 °C. La temperatura de gas en este punto era 850-900 °C. El combustible utilizado en la central eléctrica era paja únicamente; el combustible paja estudiado causa corrosión de alta temperatura cuando es quemado solo (con temperatura de vapor más alta que 420 °C. Las cenizas de paja quemada son ricas en los elementos volátiles K, Cl y S [149].

Para completar los cálculos termodinámicos, los depósitos formados en los tubos del sobrecalentador así como los óxidos formados en los tubos han sido caracterizados. El objetivo final de este trabajo es contribuir al conocimiento de la corrosión que los tubos de sobrecalentadores padecen en las plantas de biomasa y de este modo, contribuir al desarrollo de la biomasa como combustible industrial para obtener energía.

## 4.6.2. PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES

### 4.6.2.1. Cálculos termodinámicos

Se ha empleado el programa "HSC Chemistry para Windows" [165] ha sido empleado para calcular las composiciones de equilibrio en varios conjuntos de los sistemas relacionados con reacciones de corrosión calientes.

Para calcular una composición de equilibrio del programa HSC redistribuye los elementos de entrada entre las diversas especies tales que la energía total de Gibbs del sistema se reduzca al mínimo, con sujeción a las limitaciones de que todas las especies que interactúan se encontraban en equilibrio entre sí y que la masa de los elementos se conserva. Termodinámicamente, esto corresponde a un cálculo de sistema cerrado.

Es importante tener en cuenta las limitaciones de estos cálculos obtenidos con este programa. Como una simplificación, los coeficientes de actividad se tomaron como 1,0. Por otra parte, no hay ninguna presunción sobre si la fase de sal es líquida o sólida. Obviamente, la cuestión de si existe una fase de sal líquida a la temperatura dada es importante para la cinética de la corrosión, pero no para el cálculo de una composición de equilibrio.

También la solubilidad en estado sólido no se ha considerado. Por ejemplo, la colocación de Fe y Cr en la fase de "metal" es computacionalmente equivalente a suponer que son solubles y existen como una fase única.

El primer paso en el cálculo de equilibrio es la definición del sistema. Para ello, los cálculos se han llevado a cabo en una escala pequeña pero los resultados se consideran válidos para escalas más grandes. La composición química de la aleación AISI 347 CG se ha utilizado para introducir los valores de los elementos metálicos, según la siguiente tabla:

	Fe	Cr	Ni	Mn	Mo	Nb
<b>AISI 347 CG</b>	$5,2 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$5,2 \cdot 10^{-4}$	-	-

*Tabla 16 kmol de elementos metálicos introducidos en los cálculos termodinámicos.*

La composición de los gases se ha basado en la composición representativa de la atmósfera de combustión de biomasa, según la siguiente tabla:

	N <sub>2</sub> (g)	CO <sub>2</sub> (g)	O <sub>2</sub> (g)	HCl(g)	H <sub>2</sub> O(g)	SO <sub>2</sub> (g)	Cl <sub>2</sub> (g)
<b>%(Peso)</b>	74,0	10,7	5,4	0,036-4,7	9,8	0,005	0,036-4,7
<b>K moles</b>	$3,3 \cdot 10^{-6}$	$4,8 \cdot 10^{-7}$	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$1,6 \cdot 10^{-9}$ - $2,1 \cdot 10^{-7}$	$4,4 \cdot 10^{-7}$	$2,4 \cdot 10^{-10}$	$1,6 \cdot 10^{-9}$ - $2,1 \cdot 10^{-7}$

*Tabla 17 kmol de especies gaseosas introducidas en los cálculos termodinámicos.*

La sal seleccionada ha sido KCl(s), ya que es la que se encuentra en mayor cantidad, más cercana a la superficie del tubo. La cantidad de sal introducida en el cálculo ha sido la siguiente:  $\text{KCl(s): } 1\text{g}/74,5\text{g} = 1,34 \times 10^{-5} \text{ kmol}$ . Las especies obtenidas en los cálculos se agruparon en fases: de gas, de metal, de óxido(s) y sales.

En los cálculos, el efecto de la variación de la temperatura y de la cantidad de HCl(g) y Cl<sub>2</sub>(g) de los diferentes compuestos químicos ha sido demostrado. Estos factores son considerados los más influyentes en relación con el mecanismo de corrosión.

La primera variable es la temperatura; de esta manera se observan los compuestos estables en el rango de temperaturas entre 300 ° C y 900 ° C (con incrementos de 86 ° C) analizando especialmente la temperatura de 557 ° C. La segunda y tercera variables son el incremento de HCl(g) y Cl<sub>2</sub>(g) (manteniendo constante la temperatura de 600 ° C) que se relacionan, ya que ambos suponen un aporte de cloro, la cantidad de HCl(g) y Cl<sub>2</sub>(g) se ha incrementado en 8 pasos de la misma magnitud ( $3.1 \times 10^{-8} \text{ kmol}$ ) hasta llegar a un porcentaje en la mezcla gaseosa de 4,7%; de esta manera, el efecto de las posibles variaciones de la composición de la biomasa y en consecuencia de los gases de combustión ha sido demostrado.

#### 4.6.2.2. Caracterización de depósitos

Los depósitos formados en el sobrecalentador fueron estudiados sobre como la composición puede proporcionar información interesante sobre el mecanismo de corrosión. Los depósitos se obtuvieron de los sobrecalentadores de la caldera durante una parada de la planta.

Se llevó a cabo el análisis de su composición química por microscopía electrónica de barrido combinada con los análisis de rayos X de energía dispersa (SEM-EDX) y análisis químicos (ICP-AES). El punto de fusión de la capa interna se determinó mediante calorimetría diferencial de barrido (DSC).

#### 4.6.2.3. Caracterización de óxidos

La estructura de los óxidos formada en los tubos del sobrecalentador fue determinado por medio difracción de rayos X.

#### 4.6.2.4. Medida de temperatura

Debido a la influencia de la temperatura en el mecanismo de corrosión un programa de medición de temperaturas fue realizado. Se utilizaron termopares tipo K de NiCr-Cr fueron utilizados y fueron protegidos con polvo de SiC, para mejorar su dureza superficial.

### 4.6.3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 4.6.3.1. Cálculos termodinámicos

##### a) Influencia de la temperatura (300 °C-900° C)

Los resultados de los cálculos termodinámicos de la especie sólida y gaseosa aparecen en la siguiente tabla versus la influencia de la temperatura:

Temperatura(°C)	300	386	471	557	643	729	814	900
<b>Gases</b>								
N <sub>2</sub> (g)	3.3E-06	3.3E-06	3.3E-06	3.3E-06	3.3E-06	3.3E-06	3.3E-06	3.3E-06
CO <sub>2</sub> (g)	4.8E-07	4.8E-07	4.8E-07	4.8E-07	4.8E-07	4.8E-07	4.8E-07	4.8E-07
O <sub>2</sub> (g)	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	2.2E-35	2.6E-32	1.1E-29
HCl(g)	3.1E-09	4.3E-09	4.9E-09	7.0E-09	1.4E-08	2.9E-08	5.4E-08	8.7E-08
SO <sub>2</sub> (g)	1.2E-31	1.3E-31	1.3E-31	1.3E-31	1.3E-31	1.3E-31	1.3E-31	1.3E-31
Cl <sub>2</sub> (g)	1.0E-36	8.6E-35	8.7E-32	3.5E-29	9.9E-27	1.5E-24	1.1E-22	3.6E-21
CrCl <sub>2</sub> (g)	4.2E-25	1.2E-22	7.3E-21	3.1E-19	1.4E-17	4.6E-16	8.8E-15	9.9E-14
CrCl <sub>3</sub> (g)	3.6E-26	5.0E-24	1.5E-22	4.5E-21	2.4E-19	1.1E-17	2.6E-16	3.5E-15
CrO <sub>2</sub> Cl(g)	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	9.1E-36	3.7E-32	4.3E-29	1.6E-26	2.4E-24
CrO <sub>2</sub> Cl <sub>2</sub> (g)	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	6.5E-34	4.0E-31	8.7E-29
CrO <sub>3</sub> (g)	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	4.8E-34	2.9E-31
FeCl <sub>2</sub> (g)	2.0E-23	4.4E-21	2.0E-19	7.0E-18	2.7E-16	7.6E-15	1.2E-13	1.2E-12
FeCl <sub>3</sub> (g)	1.9E-33	2.4E-30	3.9E-28	4.6E-26	7.0E-24	7.5E-22	3.8E-20	9.2E-19
NiCl <sub>2</sub> (g)	5.9E-31	8.7E-28	1.8E-25	2.0E-23	2.0E-21	1.3E-19	4.3E-18	7.9E-17
NiCl <sub>3</sub> (g)	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.8E-35	1.6E-32	7.7E-30	1.4E-27	1.0E-25
H <sub>2</sub> O(g)	4.4E-07	4.4E-07	4.4E-07	4.4E-07	4.3E-07	4.3E-07	4.1E-07	4.0E-07
<b>Metal</b>								
Fe	5.2E-04	5.2E-04	5.2E-04	5.2E-04	5.2E-04	5.2E-04	5.2E-04	5.2E-04
Cr	1.3E-04	1.3E-04	1.3E-04	1.3E-04	1.3E-04	1.3E-04	1.3E-04	1.3E-04
Ni	7.5E-05	7.5E-05	7.5E-05	7.5E-05	7.5E-05	7.5E-05	7.5E-05	7.5E-05
<b>Sales</b>								
KCl	1.3E-05	1.3E-05	1.3E-05	1.3E-05	1.3E-05	1.3E-05	1.3E-05	1.3E-05
CrCl <sub>2</sub>	8.6E-10	2.4E-10	6.8E-11	4.3E-11	6.8E-11	1.4E-10	2.7E-10	5.9E-10
CrCl <sub>3</sub>	1.1E-15	2.9E-16	7.0E-17	4.9E-17	1.2E-16	4.6E-16	1.4E-15	5.0E-15
FeCl <sub>2</sub>	3.7E-12	4.5E-14	3.9E-14	6.0E-14	1.9E-13	9.0E-13	4.0E-12	1.4E-11
NiCl <sub>2</sub>	1.2E-12	3.8E-12	6.7E-12	1.81E-11	9.00E-11	4.86E-10	2.0E-09	6.4E-09
NiS	2,4E-10	2,4E-10	2,4E-10	2,4E-10	2,4E-10	2,4E-10	2,4E-10	2,4E-10
FeCl <sub>3</sub>	9.5E-30	8.4E-28	2.0E-26	5.5E-25	2.8E-23	1.2E-21	3.1E-20	4.2E-19
<b>Oxidos</b>								
FeOCl	2.0E-22	1.1E-20	2.0E-19	2.6E-18	3.2E-17	3.0E-16	2.0E-15	9.7E-15
Cr <sub>2</sub> FeO <sub>4</sub>	3.6E-11	1.4E-10	4.1E-10	9.3E-10	1.8E-09	2.8E-09	3.9E-09	4.8E-09
Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	1.6E-07	1.6E-07	1.6E-07	1.6E-07	1.5E-07	1.4E-07	1.3E-07	1.1E-07
FeO	2.9E-16	6.0E-15	6.3E-14	4.0E-13	1.8E-12	5.7E-12	1.5E-11	3.0E-11
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	8.0E-35	4.1E-31	2.9E-28	5.5E-26	3.8E-24	1.3E-22	2.2E-21	2.4E-20
Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	1.0E-36	3.4E-36	1.5E-32	1.3E-29	3.2E-27	3.0E-25	1.2E-23	2.8E-22
KCrO <sub>2</sub>	3.1E-15	1.4E-13	3.1E-12	2.8E-11	1.1E-10	2.8E-10	5.1E-10	7.5E-10
KFeO <sub>2</sub>	3.5E-32	3.0E-28	3.6E-25	7.8E-23	4.1E-21	8.6E-20	9.4E-19	6.3E-18
NiO	8.3E-21	3.7E-19	6.7E-18	6.7E-17	4.3E-16	1.9E-15	6.5E-15	1.7E-14

Tabla 18 Resultados de los cálculos termodinámicos de la especie sólida y gaseosa en función de temperatura para el acero inoxidable AISI 347 CG.

### **Especie gaseosa**

Tres de la especies gaseosa introducidas en los cálculos ( $\text{N}_2(\text{g})$ ,  $\text{CO}_2(\text{g})$ , y  $\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ ) son estables en el intervalo de temperaturas, mientras  $\text{O}_2(\text{g})$  y  $\text{SO}_2(\text{g})$  son consumidos en diferentes reacciones con el resto de elementos para formar compuestos diferentes.

La formación de cloruros metálicos aumenta con la temperatura.  $\text{FeCl}_2(\text{g})$  y  $\text{CrCl}_2(\text{g})$  presenta cantidades de  $7.0 \times 10^{-18}$  kmol y  $3.1 \times 10^{-19}$  kmol respectivamente a  $557^\circ\text{C}$  mientras la formación de  $\text{NiCl}_2(\text{g})$  es muy baja ( $7.9 \times 10^{-19}$  kmol).

Finalmente, debe remarcarse que mientras los residuos de  $\text{Cl}_2(\text{g})$  reaccionan completamente en las diferentes reacciones, la cantidad de  $\text{HCl}(\text{g})$  aumenta con la temperatura creciente.

### **Especie de sólidos**

Los cloruros metálicos se forman en pequeñas cantidades; a  $557^\circ\text{C}$ ,  $\text{CrCl}_2(\text{s})$  presenta  $4.3 \times 10^{-11}$  kmol,  $\text{FeCl}_2(\text{s})$   $6.0 \times 10^{-14}$  kmol y se forma sólo una cantidad insignificante de  $\text{NiCl}_2(\text{s})$ .

Entre los óxidos metálicos,  $\text{Cr}_2\text{O}_3(\text{s})$  es el más estable con una gran diferencia con respecto a la prueba. A  $557^\circ\text{C}$ , se forman  $1.6 \times 10^{-7}$  kmol y se mantienen constantes en todo el rango de temperaturas. El  $\text{FeO}(\text{s})$  es el óxido de hierro más estable que presenta  $4.0 \times 10^{-13}$  kmol a  $557^\circ\text{C}$ , y su formación se ve favorecida con la temperatura ( $3.0 \times 10^{-11}$  kmol a  $900^\circ\text{C}$ ).  $\text{NiO}(\text{s})$  se forma en una cantidad muy pequeña de  $6.7 \times 10^{-17}$  kmol. Por último,  $\text{Cr}_2\text{FeO}_4(\text{s})$  es un óxido que se forma en una gran cantidad de  $9.3 \times 10^{-10}$  kmol. La cantidad de elementos metálicos se mantiene constante en toda la gama de temperaturas. Cabe destacar la preferencia del Níquel para formar  $\text{NiS}(\text{s})$ , ya que se forman  $8.2 \times 10^{-10}$  kmol. La cantidad de  $\text{KCl}(\text{s})$  permanece constante en toda la gama de temperaturas.

**b) Influencia de la cantidad de HCl(g) ( $5.0 \times 10^{-9}$ - $1.8 \times 10^{-7}$  kmol). (T=600 °C).**

Los resultados de los cálculos termodinámicos de la especie sólida y gaseosa aparecen en la siguiente tabla versus la influencia de la cantidad de HCl(g) :

	4.9E-09	3.4E-08	6.1E-08	8.7E-08	1.1E-07	1.4E-07	1.6E-07	1.8E-07
<b>Gases</b>								
N <sub>2</sub> (g)	3.3E-06							
CO <sub>2</sub> (g)	4.8E-07							
O <sub>2</sub> (g)	1.0E-36							
HCl(g)	4.9E-09	3.4E-08	6.1E-08	8.7E-08	1.1E-07	1.4E-07	1.6E-07	1.8E-07
SO <sub>2</sub> (g)	1.2E-31	1.3E-31						
Cl <sub>2</sub> (g)	1.6E-28	7.5E-27	2.4E-26	5.0E-26	8.2E-26	1.2E-25	1.6E-25	2.1E-25
CrCl <sub>2</sub> (g)	5.4E-19	2.5E-17	8.3E-17	1.7E-16	2.8E-16	4.0E-16	5.5E-16	7.1E-16
CrCl <sub>3</sub> (g)	4.1E-21	1.3E-18	7.8E-18	2.2E-17	4.7E-17	8.4E-17	1.3E-16	1.9E-16
CrO <sub>2</sub> Cl(g)	3.5E-34	2.4E-33	4.4E-33	6.2E-33	8.0E-33	9.7E-33	1.1E-32	1.3E-32
CrO <sub>2</sub> Cl <sub>2</sub> (g)	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.0E-36	1.2E-36	1.5E-36
CrO <sub>3</sub> (g)	1.0E-36							
FeCl <sub>2</sub> (g)	1.1E-17	5.2E-16	1.7E-15	3.5E-15	5.7E-15	8.4E-15	1.1E-14	1.5E-14
FeCl <sub>3</sub> (g)	7.4E-26	2.4E-23	1.4E-22	4.0E-22	8.5E-22	1.5E-21	2.4E-21	3.5E-21
NiCl <sub>2</sub> (g)	5.3E-23	2.5E-21	8.1E-21	1.6E-20	2.7E-20	4.0E-20	5.4E-20	7.0E-20
NiCl <sub>3</sub> (g)	7.3E-35	2.4E-32	1.4E-31	4.0E-31	8.4E-31	1.5E-30	2.4E-30	3.5E-30
H <sub>2</sub> O(g)	4.4E-07	4.4E-07	4.4E-07	4.4E-07	4.4E-07	4.5E-07	4.5E-07	4.5E-07
<b>Metal</b>								
Fe	5.2E-04							
Cr	1.3E-04							
Ni	7.5E-05							
<b>Sales</b>								
KCl	1.3E-05							
CrCl <sub>2</sub>	1.3E-11	6.0E-10	2.0E-09	3.9E-09	6.5E-09	9.4E-09	1.3E-08	1.6E-08
CrCl <sub>3</sub>	9.1E-18	2.9E-15	1.7E-14	4.9E-14	1.0E-13	1.8E-13	2.8E-13	4.1E-13
NiS	2,4E-10							
NiCl <sub>2</sub>	1.3E-18	6.0E-17	2.0E-16	3.9E-16	6.4E-16	9.4E-16	1.3E-15	1.6E-15
FeCl <sub>2</sub>	2.6E-14	1.2E-12	3.9E-12	7.9E-12	1.3E-11	1.9E-11	2.5E-11	3.3E-11
NiS	2.4E-10							
FeCl <sub>3</sub>	4.9E-25	1.6E-22	9.2E-22	2.6E-21	5.5E-21	9.8E-21	1.5E-20	2.2E-20
<b>Oxidos</b>								
FeOCl	4.7E-18	3.2E-17	5.8E-17	8.2E-17	1.1E-16	1.3E-16	1.5E-16	1.7E-16
Cr <sub>2</sub> FeO <sub>4</sub>	1.3E-09							
Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	1.6E-07	1.6E-07	1.6E-07	1.6E-07	1.6E-07	1.6E-07	1.5E-07	1.5E-07
FeO	8.9E-13	8.8E-13	8.8E-13	8.8E-13	8.7E-13	8.7E-13	8.6E-13	8.6E-13
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	5.1E-25	5.1E-25	5.1E-25	5.1E-25	5.1E-25	5.0E-25	5.0E-25	5.0E-25
Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	2.4E-28	2.4E-28	2.3E-28	2.3E-28	2.3E-28	2.3E-28	2.3E-28	2.3E-28
KCrO <sub>2</sub>	1.2E-10	1.7E-11	9.7E-12	6.8E-12	5.3E-12	4.3E-12	3.7E-12	3.2E-12
KFeO <sub>2</sub>	1.3E-21	1.9E-22	1.1E-22	7.4E-23	5.7E-23	4.7E-23	4.0E-23	3.5E-23
NiO	1.8E-16	1.8E-16	1.8E-16	1.8E-16	1.8E-16	1.8E-16	1.7E-16	1.7E-16

*Tabla 19 Resultados de los cálculos termodinámicos de la especie sólida y gaseosa que dependiendo de la cantidad (kmol) de HCl(g) para el acero inoxidable AISI 347 CG.*

### **Especie gaseosa**

Tres de la especie gaseosa de salida ( $\text{N}_2(\text{g})$ ,  $\text{CO}_2(\text{g})$ , y  $\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ ) son estables. Los cloruros metálicos están presentes en cantidades bajas, pero su formación está favorecida con el incremento de  $\text{HCl}(\text{g})$ .  $\text{FeCl}_2(\text{g})$  y  $\text{CrCl}_2(\text{g})$  presentan una cantidad de  $1.5 \times 10^{-14}$  kmol y  $7.1 \times 10^{-16}$  kmol respectivamente. Finalmente, tendría que ser remarcado que mientras el  $\text{Cl}_2(\text{g})$  es consumido casi en su totalidad en las diferentes reacciones, la cantidad de  $\text{HCl}(\text{g})$  permanece constante.

### **Especie de sólidos**

Los cloruros metálicos están presentes en cantidades bajas, pero su formación está favorecida con el incremento de  $\text{HCl}(\text{g})$ ;  $\text{CrCl}_2(\text{s})$  presenta una cantidad máxima de  $1.6 \times 10^{-8}$  kmol,  $\text{FeCl}_2(\text{s})$  de  $3.3 \times 10^{-11}$  kmol y  $\text{NiCl}_2(\text{s})$  de  $1.6 \times 10^{-15}$  kmol. La formación de los óxidos metálicos no se ve afectada por la variación de  $\text{HCl}(\text{g})$ ;  $\text{Cr}_2\text{O}_3(\text{s})$  es el más presente con  $1.6 \times 10^{-7}$  kmol; el  $\text{FeO}(\text{s})$  es el óxido de hierro más estable con  $8.8 \times 10^{-13}$  kmol y  $\text{NiO}(\text{s})$  se forma en una cantidad mínima de  $1.8 \times 10^{-16}$  kmol. Finalmente,  $\text{Cr}_2\text{FeO}_4(\text{s})$  es un óxido mixto con una cantidad apreciable de  $1.3 \times 10^{-9}$  kmol. La cantidad de elementos metálicos queda constante en la gama entera de concentración de  $\text{HCl}(\text{g})$ . Cabe destacar la preferencia del Níquel para formar  $\text{NiS}(\text{s})$  ya que forma  $8.2 \times 10^{-10}$  kmol. La cantidad de  $\text{KCl}(\text{s})$  queda constante en la gama entera de temperaturas.

### **c) Influencias de la cantidad de $\text{Cl}_2(\text{g})$ ( $5 \times 10^{-9}$ - $1.8 \times 10^{-7}$ kmol) ( $T = 600$ °C).**

#### **Especie gaseosa**

Tres de las especies gaseosas introducidas en los cálculos ( $\text{N}_2(\text{g})$ ,  $\text{CO}_2(\text{g})$ , y  $\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ ) son estables en la gama entera de temperaturas, mientras  $\text{O}_2(\text{g})$  y

$\text{SO}_2(\text{g})$ , reaccionan completamente con el resto de los elementos, para formar compuestos diferentes.

La formación de cloruros metálicos aumenta con el incremento de  $\text{Cl}_2(\text{g})$ .  $\text{FeCl}_2(\text{g})$  y  $\text{CrCl}_2(\text{g})$  presentan una cantidad máxima de  $1.5 \times 10^{-14}$  kmol y  $7.1 \times 10^{-16}$  kmol respectivamente. La formación de  $\text{NiCl}_2(\text{g})$  es insignificante. Finalmente, habría que incidir en que mientras el  $\text{Cl}_2(\text{g})$  es consumido casi en su totalidad en las diferentes reacciones, la cantidad de  $\text{HCl}(\text{g})$  aumenta con la concentración de  $\text{Cl}_2(\text{g})$ .

### **Especie de sólidos**

Los cloruros metálicos están presentes en cantidades bajas, pero su formación está favorecida con el incremento de  $\text{Cl}_2(\text{g})$ ;  $\text{CrCl}_2(\text{s})$  presenta  $1.6 \times 10^{-8}$  kmol,  $\text{FeCl}_2(\text{s})$   $3.3 \times 10^{-11}$  kmol y  $\text{NiCl}_2(\text{s})$   $1.6 \times 10^{-15}$  kmol.

La formación de los óxidos metálicos no se ve afectada por la variación de  $\text{Cl}_2(\text{g})$ ;  $\text{Cr}_2\text{O}_3(\text{s})$  es el más presente con  $1.6 \times 10^{-7}$  kmol mientras el  $\text{FeO}(\text{s})$  es óxido de hierro más estable que presenta  $8.8 \times 10^{-13}$  kmol.  $\text{NiO}(\text{s})$  está formado en una cantidad mínima de  $1.8 \times 10^{-16}$  kmol. Finalmente,  $\text{Cr}_2\text{FeO}_4$  es un óxido mixto con una cantidad apreciable de  $13.10^{-9}$  kmol.

La cantidad de elementos metálicos queda constante en la gama entera de temperaturas. Cabe incidir en la preferencia de ninguno para formar  $\text{NiS}(\text{s})$  ya que se forman  $8.2 \times 10^{-10}$  kmol. La cantidad de  $\text{KCl}(\text{s})$  queda constante en la gama entera de temperaturas.

### 4.6.3.2. Caracterización de depósitos

En las siguientes figuras se puede observar el aspecto de los depósitos después de 15000 h de operación. Los tubos de los sobrecalentadores estaban completamente cubiertos por una capa gruesa de depósito marrón oscuro de 2-12 cm. El depósito contuvo tres capas principales distintas: una delgada capa exterior marrón oscura, una gruesa capa intermedia porosa blanca, y una capa delgada interior compleja (ver figuras). Estas tres capas fueron estudiadas por separado (según siguiente tabla).

	Cl	K	S	Fe	Si	Ca	Mg	Na	Al	P
Inner deposit	32.7	35.4	0.2	5.2	1.2	0.1	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Intermediat e Deposit	25.7	22.8	0.8	4.8	8.6	2.1	0.2	0.5	0.2	0.3
Outer deposit	12.5	14.2	1.9	2.2	18.5	3.3	0.8	0.9	0.5	0.5

Tabla 20 Composición química de depósitos

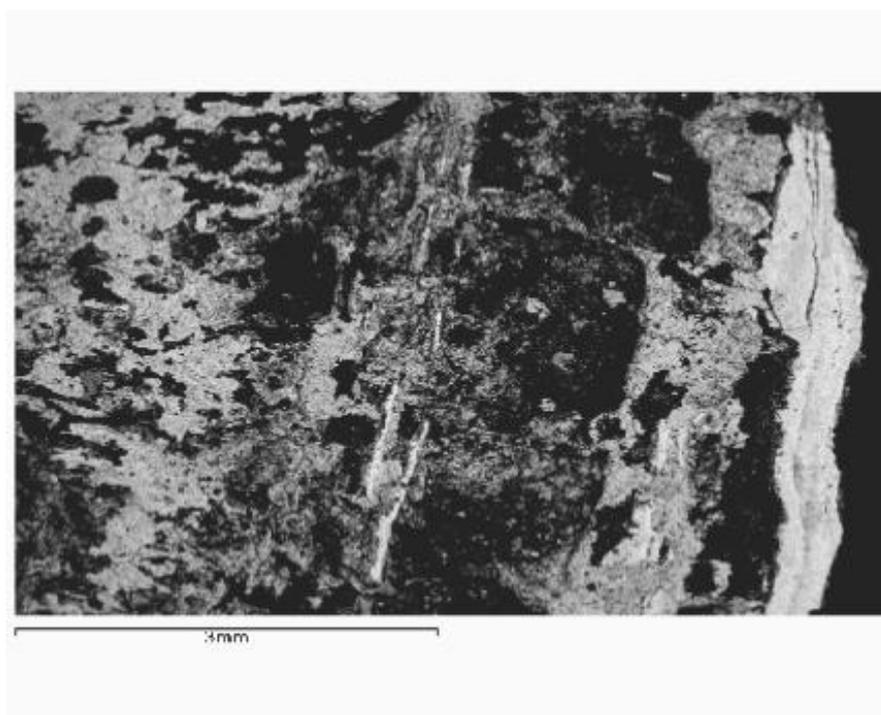


Figura 37. Partes interior e Intermedia del depósito. SEM Imagen (x20).

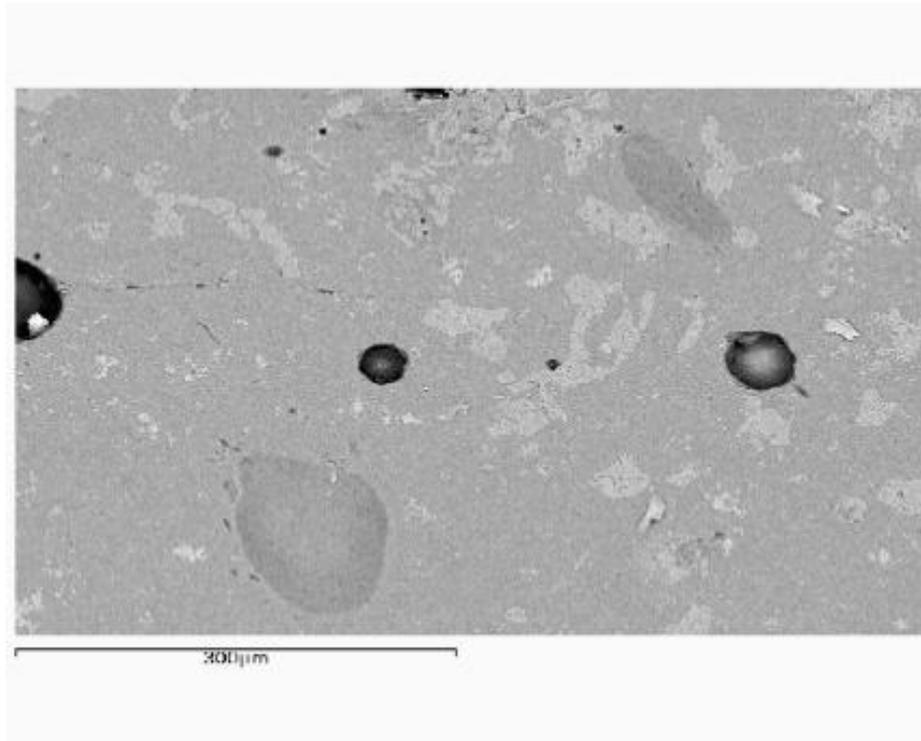


Figura 38. Parte exterior del depósito SEM Imagen (x420)

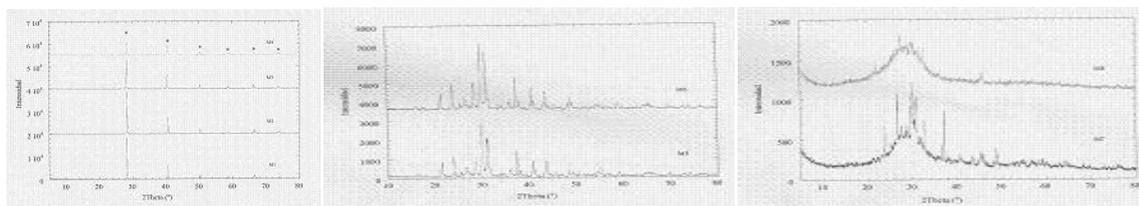


Figura 39. a) Capa Interior b) Capa Intermedia c) Capa exterior

Difractogramas de las tres capas. En la capa interna los picos corresponden a KCl, en la capa intermedia se pueden apreciar algunos picos que corresponden a K<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> y en el exterior los picos indican silicatos.

De los datos anteriores de las tres capas se pueden caracterizar de la siguiente manera: La capa interna contiene principalmente cloruro de potasio (Figura a) . Hay subcapa de óxidos de hierro que provienen de la cascarilla de óxido de hierro de protección del sobrecalentador. No hay sulfato de potasio. Si el azufre está presente en el depósito, podría reaccionar con el cloruro de potasio, liberando cloro [150].

En la capa interna, aunque el cloruro de potasio es el componente principal, también encontramos algunos sulfato de potasio (figura b). No se observaron capas ricas en Fe que indica espalación de la cascarilla de óxido de hierro (separación de fragmentos de la superficie del material). En la parte exterior de esta capa, la composición silicatos aumenta. Este hecho coincide con estudios similares de aceite de palma (biomasa similar a la paja respecto al contenido en Cl y K), donde los depósitos eran una fina capa interna blanca de condensado KCl que cubría toda la superficie de la muestra y una capa exterior gris consistente en partículas de KCl y ricas en Si [148]. La capa exterior es bastante densa, lo que indica que la capa se ha fundido. Es un compuesto de dos fases (Figura c).

#### 4.6.3.3. Estudios de los óxidos

A cada pico con intensidad apreciable ha sido asignada la fase correspondiente. La información en la difracción de las fases ha sido obtenida empezando por el registro JCSP (según siguiente figura).

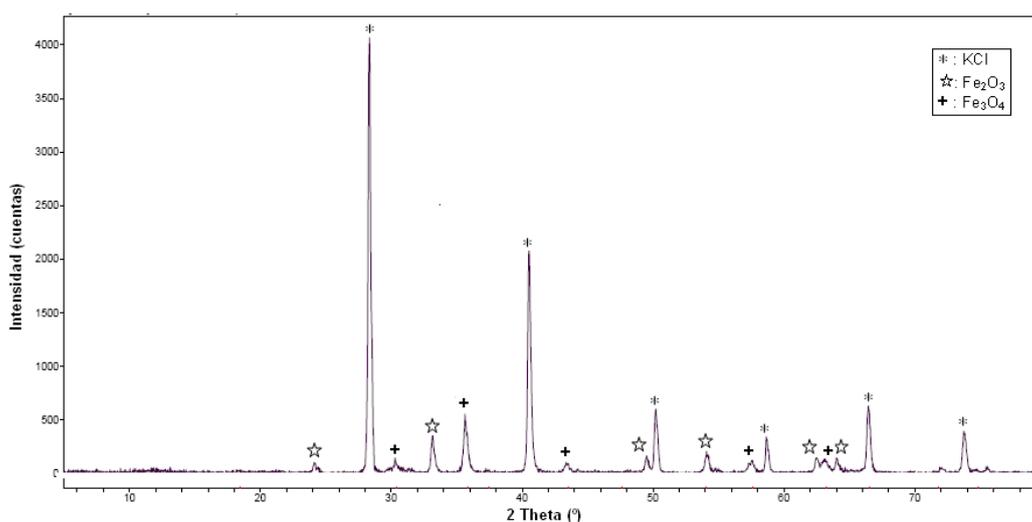


Figura 40. Difractograma del óxido formado en acero AISI 347 CG después de 15,000 horas de prueba en el sobrecalentador 3

El óxido más abundante es el  $\text{Fe}_2\text{O}_3(\text{s})$  y en cantidades más pequeñas  $\text{Fe}_3\text{O}_4(\text{s})$ . Ningún pico puede ser asociado con la existencia de  $\text{FeO}(\text{s})$ ,  $\text{Cr}_2\text{O}_3(\text{s})$  ni a  $\text{NiO}(\text{s})$ . Finalmente, se observan los picos típicos de  $\text{KCl}(\text{s})$ .

#### 4.6.3.4. Estudios de la temperatura.

Con respecto a las temperaturas medidas en los sobrecalentadores 3 y 4, es de destacar la diferencia grande de temperaturas dependiendo de la ubicación del termopar. De todas formas, las temperaturas (435-515 °C) son más bajas que las esperadas, exceptuando el termopar nº 12 (540-545 °C).

#### 4.6.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados del análisis de la corrosión de los tubos de los sobrecalentadores mostraron que el mecanismo de corrosión más probable es la oxidación activa, el cual está de acuerdo con la literatura [103, 104, 138, 139, 141].

Como resumen final de los cálculos termodinámicos llevados a cabo, se puede afirmar que de los tres factores estudiados, el  $\text{Cl}_2(\text{g})$  es el más favorece la formación de compuestos sólidos y gaseosos con cloro. Después de que la oxidación acelerada está iniciada por la presencia de potasio, la presencia de cloruro es esencial para que ésta continúe [139, 146]. El cloro es una molécula pequeña que es probablemente capaz de difundir a través de una capa de depósito, haciendo la capa de óxido protectora en la superficie de tubo ineficaz [150]. Una concentración de cloro más alta en la alimentación resultaría en una tendencia más alta de deposición [166].

La cantidad de KCl(s) ha sido constante bajo todas las condiciones, de lo cual se deduce que no reacciones con ningún elemento [141].

Los óxidos de hierro más estable de la planta han sido el  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  y el  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ .

Aun así, con respecto al mecanismo de oxidación activa, el índice de corrosión ha sido observado ser menor para el acero inoxidable AISI 347 CG [157]. También, la corrosión caliente no es observada porque las sales no funden en estas temperaturas bajas (450-500° C). Por otro lado, es necesario prestar atención a los factores metalúrgicos por los cuales el acero martensítico X20CrMoV padeció una velocidad alta de corrosión [157] y tuvo que ser cambiado en 15.000 h mientras el resto de aceros austeníticos habían tenido un mejor comportamiento.

Otra consideración es que el exceso alcalino de la biomasa puede derivar en KOH. La presencia de KOH en las superficies de transferencia del calor puede ser un factor importante en los mecanismos de corrosión en calderas de biomasa [103].

#### 4.6.5. CONCLUSIONES

Estudiados los tubos de los sobrecalentadores de la caldera de Biomasa de la Central Eléctrica de Sangüesa, se comprueba que el  $\text{Cl}_2(\text{g})$  es el factor principal que favorece el mecanismo de corrosión activa (utilizando paja como combustible). Los depósitos formados en los tubos de los sobrecalentadores están formados por tres capas de composición química diferente. El más cercano a los tubos es principalmente un compuesto de  $\text{KCl}(\text{s})$  y tiene un punto de fusión de  $575^\circ\text{C}$ . En las temperaturas de trabajo actual de la planta, la presencia de  $\text{KCl}(\text{s})$  en los tubos no es peligrosa desde el punto de vista de la corrosión.

Estos resultados han sido publicados en el año 2013 [43].



## Capítulo 5 TECNOLOGÍA DE LA GASIFICACIÓN

### 5.1. INTRODUCCIÓN

Se denomina gasificación a un conjunto de reacciones termoquímicas que tienen lugar en un **ambiente pobre en oxígeno**, y que resulta como una transformación de **un sólido en gases** que son aprovechables para la combustión en una turbina de gas, en un motor o en una caldera.

La materia lignocelulósica se transforma en hidrocarburos más ligeros, incluso en monóxido de carbono e hidrógeno. El poder calorífico inferior (PCI) del gas obtenido, denominado normalmente gas de síntesis o syngas, es una sexta parte del PCI del gas natural convencional [6]. En el proceso de la gasificación se obtienen además residuos sólidos con alto contenido en carbono, y una fase líquida denominada alquitranes o tars, pero ambos en menor proporción [4].

La gasificación no es una tecnología nueva, sino que ha sido utilizada en periodos de necesidad energética, para producir gases combustibles a partir de combustibles fósiles como carbón o petróleo. Debido a la relación H/C de la biomasa en relación al carbono, es en principio más factible su gasificación [167].

Además la gasificación como proceso puede ser la base para procesos de obtención de combustibles líquidos de alta calidad (proceso Fisher-Tropsch).

El rendimiento de la gasificación puede estar en torno al 70-80%, en función del agente gasificante utilizado. Las pérdidas de energía que tienen lugar tienen como destino las reacciones endotérmicas, las pérdidas en los reactores, el enfriamiento y filtrado necesario del syngas así como la limpieza de alquitranes cuando es necesaria.

En relación a la producción de energía eléctrica a través de la biomasa, decir que los rendimientos eléctricos de la gasificación con motor o con turbina de gas frente a la combustión directa de biomasa y turbina de vapor, pueden estar en torno al 30-32% frente a un 22%, respectivamente. En cualquier caso, hay que matizar que el proceso de gasificación parece ser más inestable que la combustión directa.

Los elementos claves a los que hay que enfrentarse al desarrollar una planta de gasificación son el gasificador, su operación y el tratamiento y la adaptación del syngas generado, sin olvidar la elevada importancia de la logística y la preparación de la biomasa (ver siguiente figura).

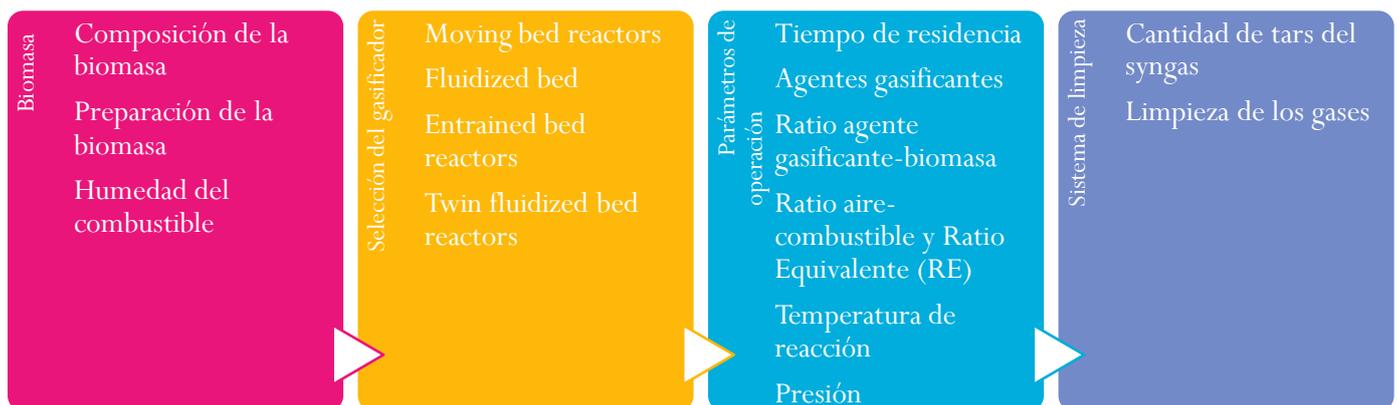


Figura 41. Factores clave en el diseño de una planta de gasificación.

## 5.2. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA GASIFICACIÓN

### 5.2.1. Gases Gasificantes

Los agentes gasificantes reaccionan con el carbono sólido y los hidrocarburos pesados dando lugar a moléculas de bajo peso en estado gas como CO y H<sub>2</sub> [168].

Como gases gasificantes es posible utilizar aire, vapor de agua y oxígeno. En menor medida también se puede utilizar hidrógeno.

Al gasificar con aire, se tiene la ventaja de que el coste es el más bajo entre las tres opciones. Por otro lado, el PCI del gas de síntesis o syngas obtenido es de 5,5 MJ/m<sup>3</sup> (muy bajo). El contenido en hidrogeno del syngas obtenido con este gasificante no es apto para la producción de metanol. Tiene en torno a un 50% de nitrógeno y es apto para motores convencionales de combustión interna.

Al gasificar con vapor (obtenido con el calor que proviene de enfriar el syngas), se consiguen rendimientos superiores de gasificación y mayores concentraciones de hidrógeno, por lo que es más apto para la producción de metanol o gasolinas sintéticas.

Con el uso de oxígeno e hidrógeno como gasificantes, los resultados son aún mejores, así como la posterior producción de combustibles líquidos, pero los costes de estos son también superiores.

<b>AGENTE GASIFICANTE</b>	<b>Poder Calorífico (MJ/Nm<sup>3</sup>)</b>
<b>Aire</b>	4-7
<b>Vapor</b>	10-18
<b>Oxígeno</b>	12-28

*Tabla 21 Valores de poder calorífico de gases obtenidos en gasificación según agente gasificador empleado.*

En relación al diagrama ternario, y los agentes gasificantes utilizados, se debe de tener en cuenta [168]:

- Si se utiliza oxígeno como agente gasificante, la conversión se mueve hacia el vértice del oxígeno. Sus productos incluyen CO para bajos contenidos en O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> para altos contenidos. Cuando la cantidad de gas supera la estequiométrica, el proceso pasa de gasificación a combustión, siendo el producto gases de escape en lugar de gas combustible.
- Si vapor es utilizado, el camino en el diagrama es hacia el vértice del hidrógeno. En este caso el gas producido contiene más hidrógeno por unidad de carbono, resultando un ratio mayor H/C. Algunos de los productos de reacción intermedios como CO y H<sub>2</sub> también ayudan a la gasificación del carbono sólido.
- Si aire es utilizado como agente gasificante, el N<sub>2</sub> que este contiene diluye el poder calorífico del gas producido.

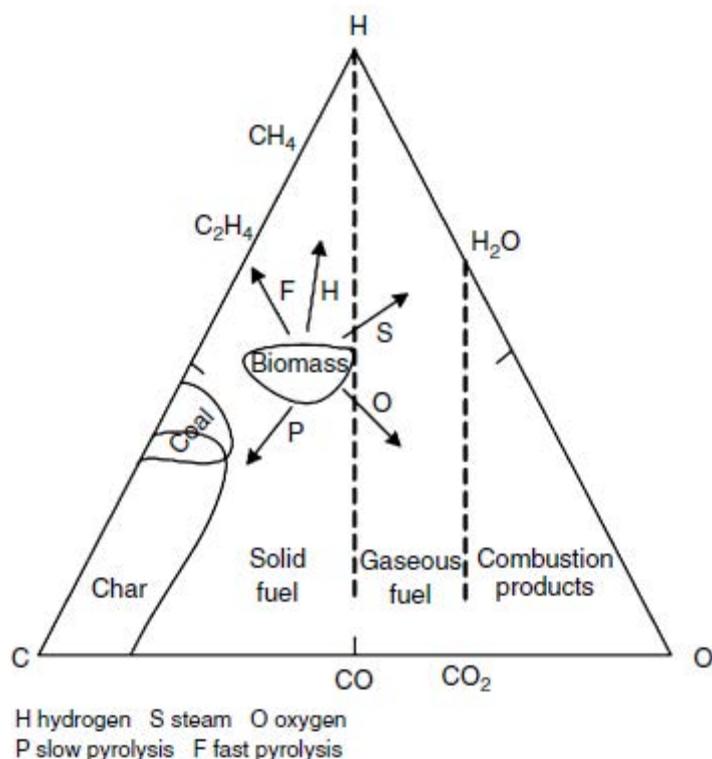


Figura 42. Diagrama ternario para análisis de la influencia de los agentes gasificantes en los procesos de gasificación

## 5.2.2. Características Biomasa para Gasificación

### 5.2.2.1. Propiedades físicas

Se puede gasificar prácticamente todos los tipos de biomasa, siempre y cuando la densidad de estos sean superiores a 200- 250 kg/m<sup>3</sup>, porque si no la biomasa sería arrastrada por las corrientes gasificantes. Hay que tener en cuenta en relación a la carga del gasificador, que en función al contenido energético de la biomasa y su densidad, se decidirá la renovación de carga del mismo.

Por otro lado, el tamaño de las partículas de biomasa debe de ser entre 2-3 mm de diámetro, para que las reacciones puedan producirse a la velocidad adecuada. El que el tamaño de la biomasa sea pequeño permite mejorar la calidad del syngas y reducir el tamaño del reactor necesario.

### 5.2.2.2. Composición química

En cuanto a la humedad de la biomasa a utilizar, se consideran adecuados valores de entre un 10 y un 15%. Humedades más bajas presentan dos problemas: uno el aumento en costes energéticos para conseguirlas; por otro lado, si se baja la humedad de la biomasa por debajo de su punto de equilibrio, se vuelve a recuperar la de equilibrio con el contacto ambiental.

En general, la humedad facilita la producción de hidrógeno, pero disminuye la eficiencia térmica del proceso.

Además se debe de considerar que la humedad aumenta la carga de los refrigeradores y filtros del proceso, aumentando la pérdida de carga.

En cuanto al análisis elemental de la biomasa, se considera necesario que los contenidos en S, Cl y N sean bajos, y alto el contenido en materias volátiles, para que la gasificación se pueda llevar a cabo con garantías [4].

### 5.2.2.3. Catalizadores

Se suelen utilizar catalizadores para favorecer ciertas reacciones o la formación de ciertos productos.

Por ejemplo, se pueden utilizar catalizadores de reformado de cobalto y níquel para gasificaciones a menos de 550° C, para favorecer el craqueo de las fracciones pesadas, disminuyendo la formación de alquitranes.

Catalizadores de zeolita o dolomía, reducen la temperatura en la zona de reducción de 1.100 a 800 °C.

Por otro lado, para favorecer la formación de monóxido de carbono e hidrógeno, se puede utilizar catalizadores de níquel y cobalto, trabajando a 700-800 ° C en la zona de reducción.

### 5.2.2.4. Contenido de partículas

Todos los combustibles de gasificadores producen partículas. Son un problema porque pueden atascar los conductos o equipos y pueden provocar paradas. El diseño del gasificador debe ser tal que no produzca más de 2-6 g/m<sup>3</sup> de partículas.

Cuantas más partículas se producen, más carga es acumulada en los filtros, con lo que se aumenta su necesidad de limpieza y mantenimiento.

### 5.2.2.5. Contenido en alquitrán

El alquitrán es el peor constituyente del gas, porque tiende a depositarse en el carburador y válvulas de admisión causando atascos y problemas de operación. Es un producto irreversible que se genera en la zona de pirolisis. Las propiedades físicas del alquitrán dependen del ratio de temperatura y de calor y su apariencia varía desde el marrón y acuoso (60% agua) hasta el negro y altamente viscoso (7% de agua). Hay aproximadamente 200 compuestos que han sido identificados en el alquitrán.

Muy pocas investigaciones se han llevado a cabo en el área de eliminar o quemar alquitrán en el gasificador, así que el alquitrán en forma de gas se libera junto con el gas producido. El mayor esfuerzo se ha realizado en limpiar el alquitrán con filtros y refrigeradores. Un gasificador bien diseñado debería de producir menos de 1 g/m<sup>3</sup> de alquitrán. Normalmente se asume que un gasificador downdraft produce menos alquitrán que otros gasificadores. Sin embargo, debido a que procesos ineficientes son localizados en la garganta de un gasificador downdraft, no se produce la disociación del alquitrán. Es necesaria más investigación en la exploración del mecanismo de rotura del alquitrán en los gasificadores downdraft.

### 5.2.2.6. Cenizas y Slagging

El contenido mineral del combustible que permanece en forma oxidada después de completar la combustión, recibe el nombre de ceniza. El contenido en ceniza de un combustible y su composición tiene un mayor impacto en la operación de los gasificadores.

Las cenizas interfieren con la gasificación principalmente de 2 formas:

- Se funde formando escorias y ésta para o inhibe el flujo hacia debajo de la alimentación de biomasa.
- Si no se funde conjuntamente, resguarda al fuel de iniciar su ignición disminuyendo su respuesta en la reacción.

Eliminar el alquitrán y las cenizas son dos de los más importantes procesos en un sistema de gasificación para un homogéneo funcionamiento. Varios sistemas han sido utilizados para la eliminación de cenizas. De hecho, algunos combustibles con altos contenidos en cenizas pueden ser fácilmente gasificados si sofisticados sistemas de eliminación de cenizas son instalados en los gasificadores.

En relación a la gama de combustibles biomásicos posibles, dos merecen confianza para el proceso de gasificación: carbón vegetal y madera.

Carbón vegetal, especialmente, porque está libre de alquitranes y tiene un bajo contenido en cenizas. Sin embargo, tiene la desventaja, de que en términos de energía aproximadamente un 50% de la energía original, es perdida en la conversión de madera a carbón vegetal.

Otra alternativa como combustible biomásico serían los residuos agrícolas, los cuales muchos de ellos pueden ser gasificados. Sin embargo muchas de las experiencias con estos tipos de residuos se localizan a nivel de laboratorio. Para poder gasificar estos residuos a gran escala, es necesario llevar a cabo una tarea más profunda de investigación. Se exponen a continuación las características de algunos residuos agrícolas:

Combustible	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Humedad (%)	Alquitrán producido (g/m <sup>3</sup> )	Contenido de cenizas (%)	Gasificador	Experiencia
Alfalfa	298	7,9	2,33	6	Downdraft	No slagging
Combustible cebada	440	13	1,97	10,2	Downdraft	Formación severa de escorias
Cascara de coco	435	11,8	3	0,8	Downdraft	Formación de escorias
Mazorcas de maíz	304	11	7,24	1,5	Downdraft	Excelente combustible. No slagging
Tallos de algodón	259	20,6	5	17,2	Downdraft	Formación severa de escorias
Huesos de melocotón	474	10,9	1,1	0,9	Downdraft	Excelente combustible. No slagging
Turba	555 (briquetas)	13			Downdraft	Slagging severo
Combustible de trigo	395	9,6		9,3	Downdraft	Slagging severo. Irregular producción de gas
Trozos de madera	256 (Cubos de 5 cm)	5,4	3,24	0,2	Downdraft	Excelente combustible

Figura 43. Características de algunos combustibles biomásicos de origen agrícola

### 5.3. ETAPAS DE LA GASIFICACIÓN

Según Prabir Basu [168] no existe un límite claro entre las distintas etapas de la gasificación, y estas se superponen entre ellas. Las etapas que tienen lugar en la gasificación son las siguientes:

1- **Calentamiento** del sólido y **secado** del mismo. La humedad típica de la madera recién cortada varía desde el 30 al 60 %, y para algunos tipos de biomasa puede exceder el 90%. Cada kilogramo de humedad en la biomasa, necesita de 2260 kJ extras para vaporizar el agua, y esta energía no es recuperable. Cuando no es posible hacer demasiado para secar el agua que se encuentra en el interior de las paredes celulares de la biomasa, se debe de hacer lo posible para eliminar su contenido superficial. Por ello, según la humedad de la biomasa, suelen ser necesarios procesos de secado de la misma, preferiblemente antes de que esta entre en el gasificador. Humedades adecuadas para gasificación deben estar entre un 10 y un 15 % [168].

2- **Pirolisis.** Este proceso ocurre entre 150 y 400 °C y produce la formación de un **residuo sólido carbonoso llamado “char”** y productos gaseosos (condensables y no condensables). Los componentes más importantes de la fase gaseosa son H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, hidrocarburos y otros compuestos en menor cuantía (ácidos orgánicos). La fracción de hidrocarburos está compuesta de metano y compuestos orgánicos condensables denominados **alquitranes ó “tars”** (son un problema cuando superan ciertas concentraciones). La descomposición de esta fracción de hidrocarburos puede estar influenciada por diferentes parámetros como tamaño de partícula, temperatura, presión, tiempo de calentamiento y tiempo de residencia. La pirolisis es una etapa que elimina carbón pero no añade hidrógeno [168].

3- **Oxidación o combustión parcial** de algunos gases, vapores y el char por un agente gasificador, normalmente aire. Parte del compuesto se transforma en CO, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O. En esta etapa se genera la energía necesaria para llevar a cabo las reacciones de reducción y pirolisis.

4- **Reducción ó gasificación** del char producido durante la pirolisis. El char se convierte en CO, CH<sub>4</sub> y H<sub>2</sub> principalmente. El char biomásico es generalmente más poroso y reactivo que el coque. Su porosidad está en el rango del 40 al 50 % mientras que el char del carbón está entre un 2 y un 18 %. Además los poros del char biomásico son mayores que los del char del carbón fósil. Tales son las diferencias que estas reacciones de gasificación son diferentes a las que se dan con la gasificación del carbón, lignita o la turba. Por ejemplo, la reactividad del char de turba decrece con la conversión o el tiempo, mientras que la reactividad del char biomásico aumenta con la conversión. Este cambio de tendencia puede ser debido al aumento de la actividad catalítica de los metales alcalinos del char de la biomasa.



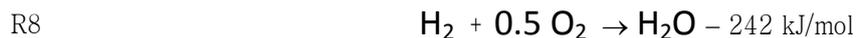
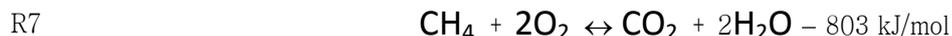
Figura 44. Etapas de la Gasificación

La gasificación del char biomásico conlleva varias reacciones entre el char y los agentes gasificantes, dan como productos CO e H<sub>2</sub>. Las principales reacciones que tienen lugar en el proceso de gasificación son las siguientes:

**REACCIONES DEL CHAR O DE GASIFICACIÓN**



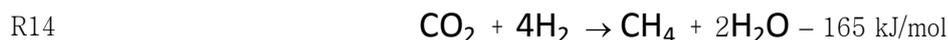
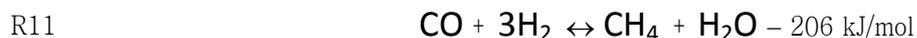
**REACCIONES DE OXIDACIÓN**



**REACCIÓN SHIFT**



**REACCIONES DE METANIZACIÓN**



**REACCIONES DE VAPOR**

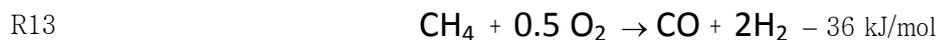


Tabla 22 Principales reacciones del proceso de gasificación a 25 ° C.

Las dos primeras reacciones (R1 y R2) son endotérmicas y el calor que requieren para llevarse a cabo es suministrado, sobre todo, por la reacción de oxidación (R5) que es muy exotérmica.

El resultado de este proceso, es un gas compuesto fundamentalmente por: CO, H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e hidrocarburos. En muy pequeña cantidad se tendrán, NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>S y alquitranes. Este gas una vez depurado puede quemarse limpiamente, produciendo energía mecánica ó eléctrica, sin dejar ningún residuo y cumpliendo ampliamente la normativa ambiental de emisiones gaseosas contaminantes.

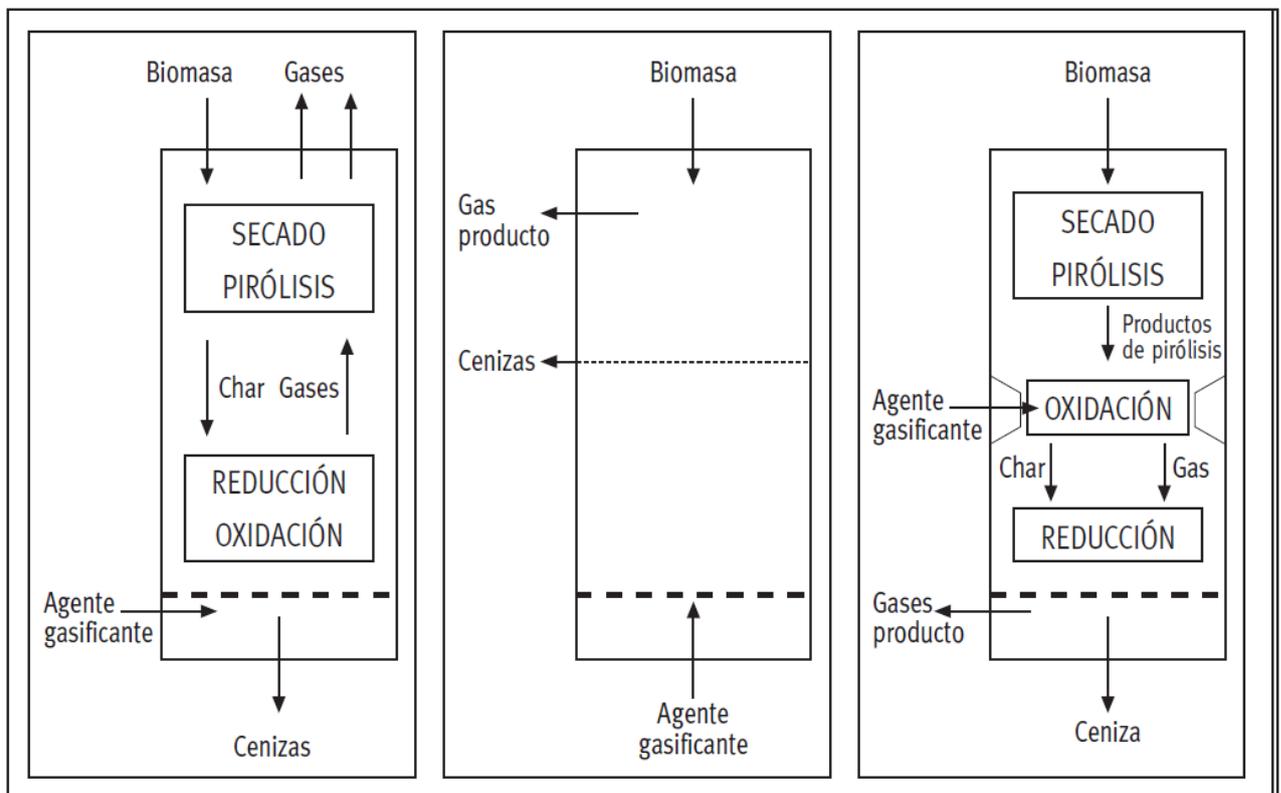


Figura 45. Etapas de la gasificación en updraft, lecho fluidizado y downdraft.

## 5.4. TIPOS DE GASIFICACIÓN

Existen principalmente tres tipos de tecnologías de gasificación:

- **De lecho móvil**, cuando existe un movimiento relativo de la biomasa y del agente gasificante. Si el movimiento se produce en corrientes paralelas, se denomina **downdraft**. Si se produce en sentidos contrarios se denomina **updraft**.
- **De lecho fluidizado**, cuando el agente gasificante mantiene en suspensión a las partículas de biomasa y a un inerte, y va arrastrando al syngas junto con las cenizas cuando estas se van generando en la corriente principal.
- **Lecho arrastrado**, donde el combustible es arrastrado por el agente gasificante.

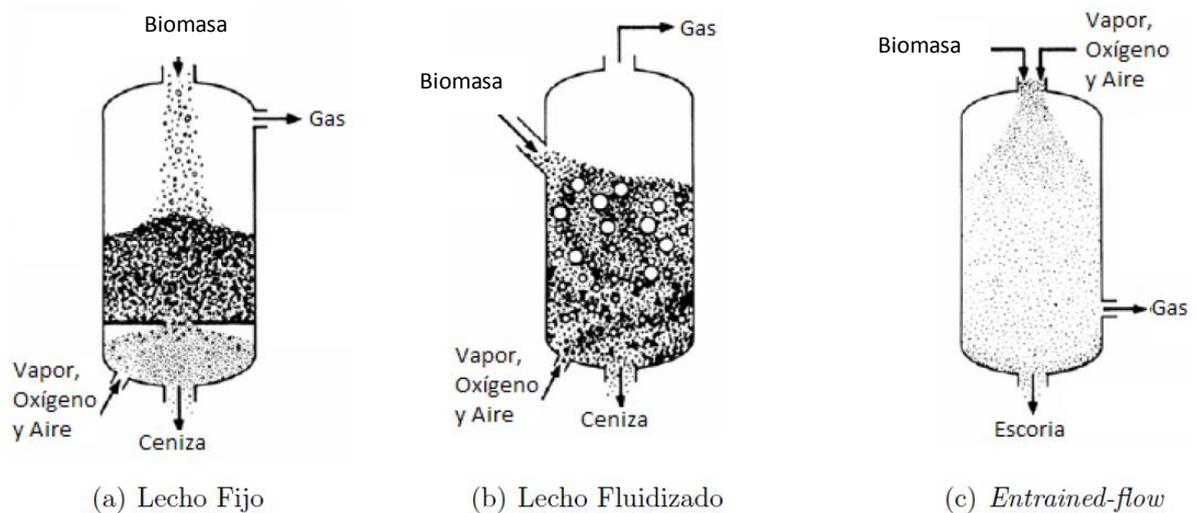


Figura 46. Principales tipos de reactores gasificadores [169]

### 5.4.1. Procesos de Gasificación en los Reactores

La secuencia de las reacciones de gasificación depende del tipo de contacto sólido-gas en los reactores usados [168]. A continuación se expone como ocurre el proceso de gasificación en los principales tipos de reactores.

#### 5.4.1.1. Reactor de lecho móvil

En primer lugar hay que matizar que los reactores de lecho móvil, son llamados así por el movimiento que experimenta el flujo de biomasa en su paso por el reactor. Si bien es cierto, algunos autores llaman a este tipo de reactores de lecho fijo, debido a que el movimiento es muy lento en la dirección principal de avance. Existen dos tipos de reactores de lecho móvil:

- Updraft o a contracorriente
- Downdraft o de corrientes paralelas

Partimos del ejemplo de un reactor gasificador updraft o a contracorriente, según se puede observar en la siguiente figura:

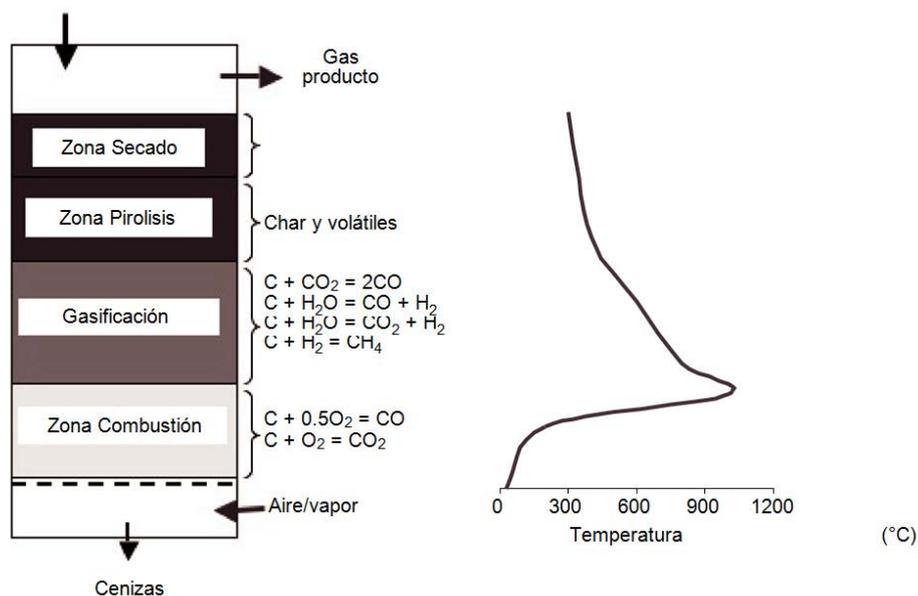
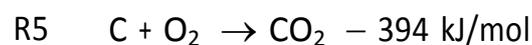


Figura 47. Etapas de gasificación en un reactor updraft [168].

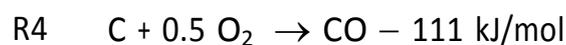
En un reactor updraft, el combustible es alimentado desde la parte superior; el gas generado sale del reactor por la parte superior también. El agente gasificante (aire, oxígeno, vapor o una mezcla), es ligeramente calentado y entra en el gasificador a través de una rejilla en la parte inferior. El gas después asciende a través del lecho de biomasa o cenizas descendente en la cámara del gasificador.

El agente gasificante, desde que entra por la parte inferior del gasificador, entra en contacto con las cenizas calientes y el char no convertido que descienden desde arriba (ver figura anterior).

La temperatura en la parte inferior sobrepasa la temperatura de ignición del carbono, por lo que una reacción de combustión exotérmica tiene lugar con exceso de oxígeno (R5). El calor liberado calienta el gas que asciende hacia arriba y también los sólidos que descienden.



La reacción de combustión, como se produce muy rápido, pronto agota todo el oxígeno disponible. Mientras el oxígeno se va reduciendo, la reacción de combustión completa cambia a una reacción de combustión parcial, produciendo CO y liberando menos energía (R4).



El gas caliente generado, una mezcla de CO, CO<sub>2</sub> y vapor (de la alimentación de biomasa y del agente gasificador), se mueve hacia arriba cruzando la zona de gasificación, donde el char del lecho superior es gasificado según la reacción (R1):



El calor sensible del gas caliente proporciona el calor necesario para llevar a cabo las dos reacciones endotérmicas en la zona de gasificación (R1 y R2). Estas son las responsables de los principales productos de gasificación, como CO e H<sub>2</sub>. Debido a la cesión de calor producida, la temperatura del gas se reduce.

La zona que está sobre la zona de gasificación, es la zona donde se produce la pirolisis de la biomasa. El calor residual de la corriente ascendente de aire caliente es cedido a la biomasa descendente, que se calienta y es pirolizada. En la pirolisis la biomasa se transforma en gases no condensables, en gases condensables y en char. Ambos gases ascienden hacia arriba y el char desciende con otros sólidos.

En la parte más alta, la biomasa es secada con el calor que le cede la corriente de gas que viene ascendente. Este gas es una mezcla de productos de gasificación y de pirolisis.

En un reactor downdraft, la biomasa es alimentada desde la parte superior y esta desciende, mientras el aire es inyectado desde un lado, juntándose con los productos de la pirolisis. A partir de entonces, tanto gases como sólidos (char y cenizas) se mueven hacia abajo en el reactor, en corrientes paralelas. Aquí una parte de los gases generados en la pirolisis podría quemarse en la zona de gasificación. Así que la energía térmica necesaria para el secado, la pirolisis y la gasificación, es aportada por la combustión de gas pirolítico. Este fenómeno se conoce como "llama pirolítica" [168].

Las regiones reactivas en un reactor downdraft son diferentes a un reactor updraft. Aquí, el agente gasificante es alimentado por la parte inferior del gasificador. Los productos de la pirolisis y la combustión descienden. El gas caliente se mueve después hacia abajo cruzando el char caliente, donde la gasificación tiene lugar. Esta disposición hace que el gas producido tenga menos alquitranes o tars, pero también menos poder calorífico por los gases

pirolíticos que son quemados para aportar energía a las reacciones endotérmicas que lo requieren.

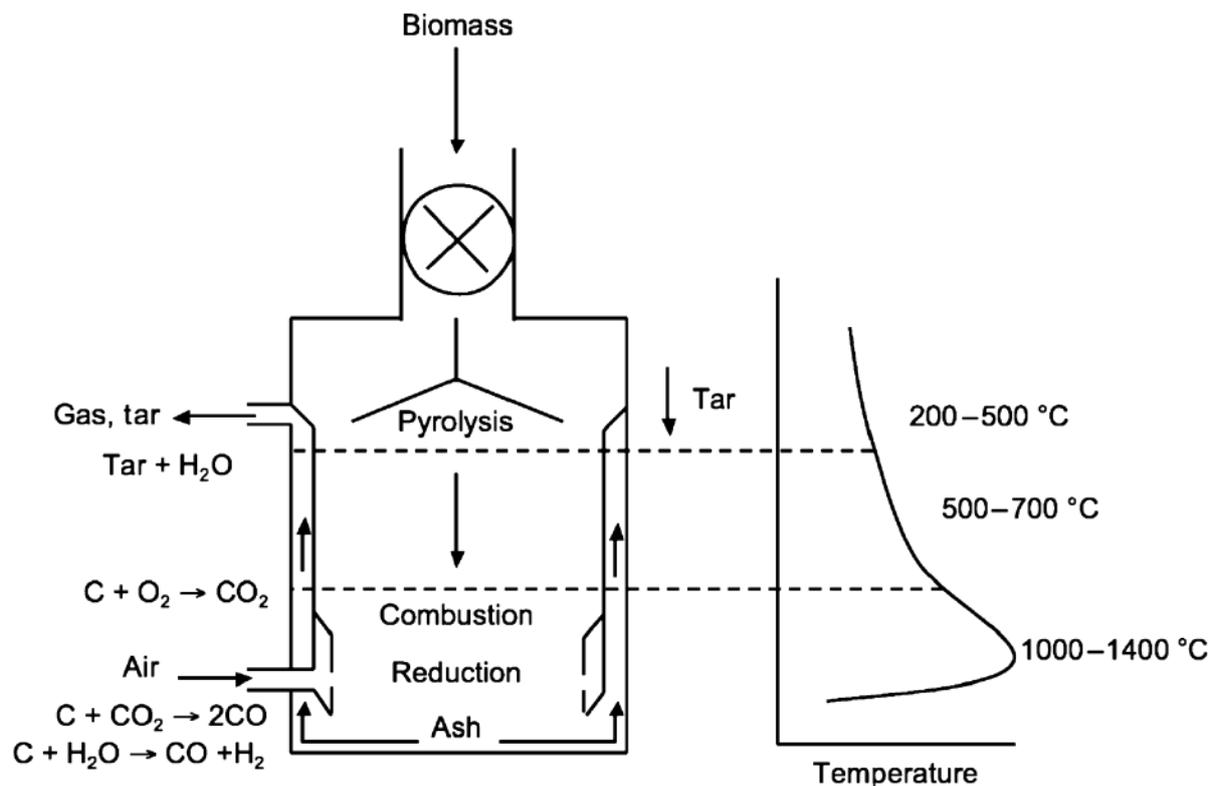


Figura 48. Etapas de Gasificación en un reactor downdraft [168].

#### 5.4.1.2. Reactor de lecho fluidizado

En un lecho fluidizado, tal como se puede observar en la siguiente figura, el combustible es alimentado desde la parte superior, relativamente rápido sobre todo el cuerpo del lecho fluido. El agente gasificante también sirve como gas fluidizante y por lo tanto es impulsado desde la parte inferior del reactor.

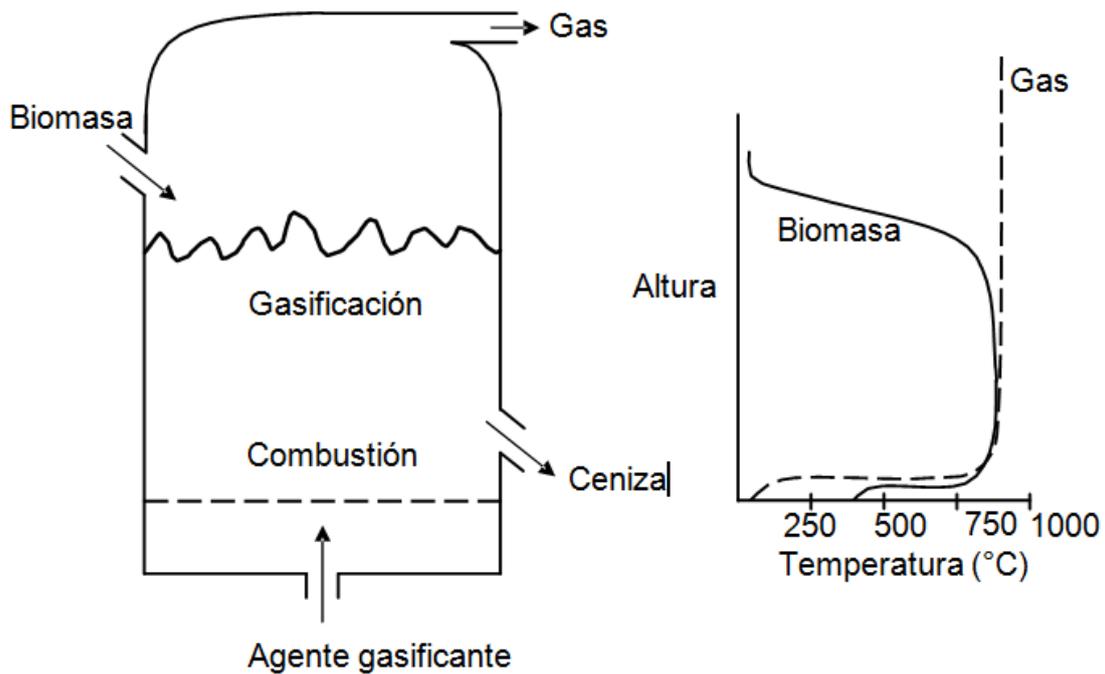
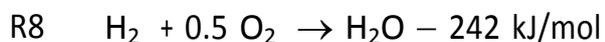
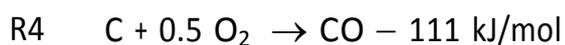


Figura 49. Etapas de gasificación en un reactor de lecho fluidizado [168].

En un reactor de lecho fluidizado típico, las partículas sólidas y frescas de combustible entran en contacto con el lecho caliente de sólidos, que rápidamente calientan las nuevas partículas entrantes hasta que adquieren la temperatura del lecho, y les hace experimentar secado rápido y pirolisis, produciendo char y gases (condensables y no condensables).

Aunque el lecho de sólidos está bien mezclado, el gas fluidizante permanece generalmente en modo continuo entrando por el fondo y saliendo por arriba. En la entrada en el fondo del reactor, el oxígeno reacciona exotérmicamente (R4, R5 y R8) con char y con materiales del lecho. Estos materiales inmediatamente dispersan el calor por todo el lecho fluidizado. La cantidad de calor liberado cerca de la parrilla del fondo depende del contenido en oxígeno del gas fluidizante y la cantidad de char que entra en contacto con él. La temperatura local en esta zona depende de la vigorosidad con la que los sólidos del lecho dispersen el calor desde la zona de combustión.



Posteriores reacciones de gasificación tienen lugar mientras los gases ascienden. Las burbujas del lecho fluidizado pueden servir como el conducto principal hacia la parte superior. Mientras estas colaboran con la agitación, las burbujas también permiten al gas bypassar los sólidos sin participar en las reacciones de gasificación. Los productos de la pirolisis entran en contacto con los sólidos descompuestos en gases no condensables. Si ellos salen del lecho hacia arriba hacia la parte más fría, se forma char y tar.

Un reactor de lecho fluidizado no puede alcanzar conversión completa del char debido a la mezcla continua de los sólidos. El alto grado de mezcla de los sólidos ayuda a mantener una temperatura uniforme, pero debido a la íntima mezcla entre las partículas gasificadas y las parcialmente gasificadas, cualquier sólido que abandona el lecho contiene char parcialmente gasificado. Las partículas de char arrastradas desde el lecho fluidizado pueden contribuir también a pérdidas en el gasificador.

El otro gran problema con este tipo de gasificadores es la baja difusión de oxígeno desde las burbujas hasta la fase en emulsión. Esto hace que la reacción de combustión se lleve a cabo en la fase fluidizada, lo cual decrece el rendimiento de la gasificación.

En un lecho fluidizado circular (CFB- circular fluidized bed), los sólidos circulan alrededor de un ciclo que es caracterizado por la intensa mezcla y un elevado

tiempo de residencia dentro del lazo de circulación de los sólidos. La ausencia de cualquier burbuja evita que el gas *bypase* el lecho.

Los gasificadores de lecho fluidizado operan típicamente en temperaturas de 800 a 1000 °C para evitar aglomeraciones de cenizas. Esto es admisible para combustibles como biomasa, RSU y lignita. Estos reactores son pues característicos por procesar combustibles de altos contenidos en cenizas sin problemas.

Otra de las ventajas de este tipo de gasificadores, es que debido a su gran inercia térmica y su vigoroso grado de mezcla, pueden gasificar diferentes tipos de combustibles, por ejemplo combustibles biomásicos de distintos tipos (según estaciones). Esto le convierte en una de las tecnologías en la cual se apuesta para plantas de gasificación de biomasa a gran escala [168].

### 5.4.1.3. Reactor de flujo arrastrado

Los reactores de flujo arrastrado son preferidos en las plantas IGCC, de gasificación integrada en ciclo combinado. Este tipo de reactores opera a unos 1400 °C y entre 20 y 70 bar de presión, donde el polvoriento combustible es arrastrado en el medio gasificante. En la siguiente figura, se pueden observar dos reactores de flujo arrastrado. En el primero, el oxígeno, y el combustible en polvo entran al reactor por un lado; y en el segundo, entran por la parte superior.

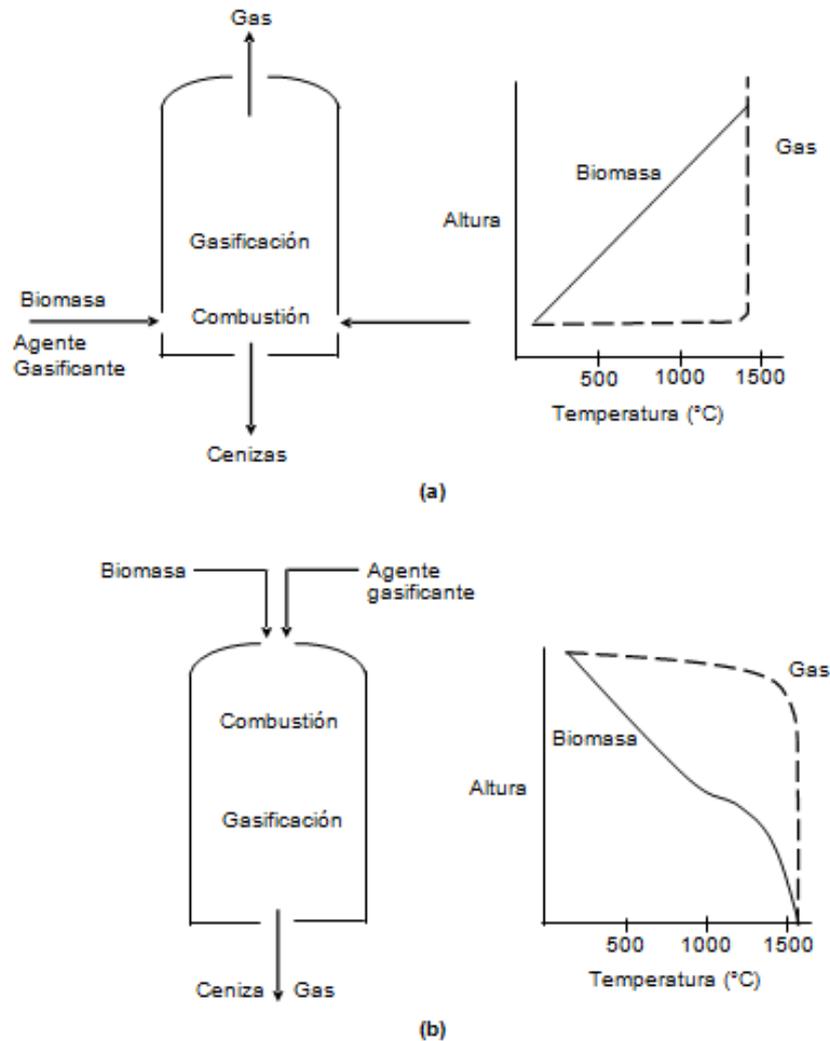
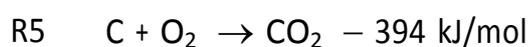
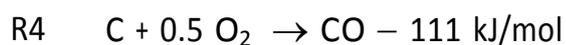


Figura 50. Etapas de gasificación en los tipos de gasificadores de flujo arrastrado más habituales: (a) Alimentación lateral; (b) Alimentación superior [168]

En los reactores de flujo arrastrado, la reacción de combustión R5, podría tener lugar justo en el punto de entrada del agente gasificante, seguida de la reacción R4, corriente hacia abajo, donde el exceso de oxígeno es utilizado.



El combustible en polvo (<75 micras) es inyectado en la cámara del reactor junto con el agente gasificante. Para facilitar la alimentación al reactor, especialmente si es presurizado, el combustible podría ser mezclado con agua para hacer una pasta. La velocidad del gas en el reactor es suficientemente alta como para arrastrar completamente a las partículas de combustible. Los gasificadores alimentados con esta pasta de combustible y agua, necesitan mayor volumen de reactor, para evaporar el agua empleada en la mezcla. Además, su consumo de oxígeno es aproximadamente un 20 % mayor que en un sistema de alimentación en seco debido a las altas demandas de corrientes. En los diseños de este tipo de reactores, el oxígeno cuando entra en el reactor, reacciona rápidamente con los volátiles y el char, dando lugar a reacciones exotérmicas. Estas aumentan la temperatura por encima del punto de fusión de las cenizas, destruyendo completamente los alquitranes o aceites. Estas altas temperaturas deberían derivar en una elevada conversión de carbono [168].

Un reactor de flujo arrastrado podría ser visto como un reactor de flujo-pistón. Aunque el gas es calentado hasta la temperatura del reactor rápidamente en su entrada, los sólidos se calientan más despacio a lo largo del reactor debido a la capacidad térmica del reactor y el flujo pistón natural. Algunos reactores de tipo arrastrado son modelizados como reactores de mezcla continua, debido a la rápida mezcla de los sólidos.

#### 5.4.1.4. Reactor de Twin de lecho fluidizado

Estos reactores son usados para producir un gas de un poder calorífico mayor que el conseguido con un solo gasificador. Está constituido por dos reactores:

- El primero actúa como pirolizador, calentado con arena o inerte caliente que viene del segundo reactor.
- El segundo consigue el calor quemando el char que viene del primer reactor.

Normalmente se utiliza en este tipo de reactores aire como agente gasificante, y vapor es añadido para asegurar la reacción “shift” para generar H<sub>2</sub> y asegurar las reacciones de carbón y vapor [82].

El gas obtenido es bueno desde el punto de vista de poder calorífico, pero con altas cargas de tars, debido a que se trata de un proceso donde la pirolisis es importante.

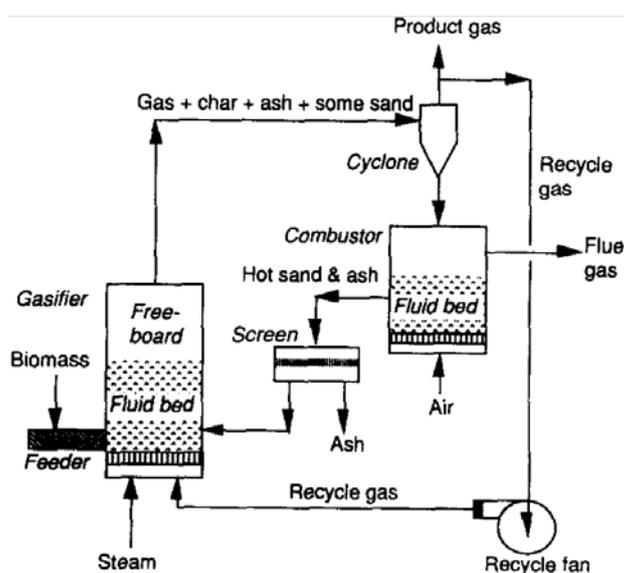


Figura 51. Esquema del reactor Twin de lecho fluidizado.

## 5.5. SELECCIÓN DEL GASIFICADOR

Sobre las generalidades técnicas de los tipos de gasificadores existentes, se puede argumentar:

- Los **lechos fijos y fluidizados** no permiten alcanzar altas tasas de conversión de la biomasa, producen syngas de bajo poder calorífico, y tienen contenidos más altos de alquitranes [170].
- Los **gasificadores downdraft o de corrientes paralelas**, generan menos tars que los de tipo **updraft o de contracorriente**. Los gasificadores de lecho fluidizado generan tars en cantidades medias entre los downdraft y los updraft. Por otro lado los de tipo downdraft son más sensibles al tipo de combustible, siendo poco flexibles al respecto [170].
- Los **gasificadores downdraft** fueron estudiados experimentalmente por Perez et al [171], y llegaron a la conclusión de que al aumentar el diámetro de los mismos, mejoraba la calidad del syngas generado.
- Los **gasificadores updraft**, son convenientes para aplicaciones de generación de calor, donde la existencia de alquitranes no es importante [172].
- Los **gasificadores de lecho fluidizado** tienen la ventaja de que permiten mantener temperaturas uniformes, justo por debajo de las problemáticas, donde podría producirse sinterización o aglomeración de cenizas. Generan menos char que los de lecho fijo, y podrían dar problemas de arrastre de ciertas partículas, reduciendo la eficiencia de conversión de la biomasa [101].

En Europa existen del orden de 50 fabricantes de gasificadores comerciales [99], de los cuales son:

- 75% de tipo downdraft o de corrientes paralelas.
- 20% de tipo de lecho fluidizado.
- 2,5% de tipo updraft o de contracorrientes.
- 2,5% de otros tipos existentes.

Existen también otras tecnologías de gasificación en desarrollo como:

- **Gasificación por plasma**, utilizada principalmente para residuos sólidos urbanos (RSU), siendo principalmente orgánicos, y otros como papel, plásticos, vidrio, metales, textiles, madera, goma, etc. [173] El plasma se refiere a cualquier gas del cual al menos una parte de sus átomos o moléculas está parcialmente o totalmente ionizada. El plasma se forma cuando un arco eléctrico es generado por la circulación de una corriente eléctrica a través de un gas. Ello deriva en altas temperaturas de la corriente de plasma que hace que cualquier molécula que se halle ante dicha corriente, rompa sus enlaces generando un gas sintético. Al mismo tiempo, la fusión de componentes inorgánicos (vidrios, metales, silicatos y metales pesados) tiene lugar dando lugar a un fundido o slag que vitrifica al enfriarse. En los procesos de gasificación por plasma pueden alcanzarse temperaturas desde los 2.000 a los 30.000 °C. Existen sistemas en fase de estudio que disponen en serie un gasificador de lecho fluido y a continuación un proceso de plasma [133].
- **Gasificación con agua supercrítica**. Estos sistemas aprovechan las condiciones del punto crítico del agua a 647,3 K y una presión de 22,1 MPa como entorno favorable para llevar a cabo las reacciones de gasificación de biomasa húmedas [174]. Los sistemas de gasificación con agua supercrítica acoplados a instalaciones solares térmicas son actualmente objeto de investigación, con resultados satisfactorios [174]. La **gasificación con agua supercrítica** no solo puede usarse para tratar biomasa húmeda, sino también para tratar efluentes líquidos de plantas de gasificación, según la experimentación llevada a cabo por DiBlasi et al

[175], con los productos generados en la gasificación en un reactor updraft de madera. La **gasificación hidrotérmica** con agua supercrítica es un proceso interesante ya que permite tratar residuos con altos contenidos de agua sin secado previo [176].

Como se puede observar en la Tabla 23, varios son los factores que deben tenerse en cuenta a la hora de seleccionar el tipo de gasificador. Los gasificadores de lecho fijo son utilizados principalmente en pequeñas potencias de planta, mientras que conforme mayor es el movimiento del lecho, mayores son las potencias de planta requeridas por economía de escala [100].

Se observa cómo se confirma que el gasificador downdraft es el más utilizado para pequeña escala, debido a los bajos contenidos en alquitranes y su tecnología simple.

GASIFICADOR	Downdraft	Updraft	Lecho Fluidizado Burbujeante	Lecho Fluidizado Circulante	Lecho flujo arrastrado	Lecho fluidizado TWIN
<b>Tecnología</b>	Simple y probada. Reactor sencillo y costes de inversión relativamente bajos.		Plantas de costes de inversión mayores. Tecnología probada con carbón.		Construcción compleja	Construcción compleja
<b>Especificaciones del fuel</b>	<51 mm	<51 mm	< 6 mm	< 6 mm	< 0,15 mm	< 6 mm
<b>Humedad máxima del combustible (%)</b>	25	60	<55%	<55%	<15%	11-25
<b>Gas LHV (MJ/Nm3)</b>	4,5-5,0	5-6	3,7-8,4	4,5-13	4-6	5,6-6,3
<b>Tar (g/Nm3)</b>	0.015-3.0	30-150	3,7-61,9	4-20	0,01-4	0,2-2
<b>Cenizas y partículas del syngas</b>	Bajo	Alto	Alto	Alto	Bajo	Alto
<b>Temperatura de reacción</b>	1090 °C		800-1000 ° C		1500 ° C	800-1000 ° C
<b>Temperatura de fusión de cenizas</b>	>1250 ° C	>1000 ° C	>1000 ° C		>1250 ° C	>1000 ° C
<b>Temperatura de salida del syngas</b>	700 ° C	200-400 ° C	800-1000 ° C		>1260 ° C	800-1000 ° C
<b>Potencias admisibles</b>	Hasta 1 MWe	Hasta 10 MWe	1-20 MWe	2-100 MWe	5-100 MWe	2-50 MWe
<b>Tiempo residencia</b>	Partículas están en el lecho hasta su descarga		Particles spend substantial time in bed.	Particles pass repeatedly through the circulation loop (few seconds)	Very short (few seconds)	Particles spend substantial time in bed.
<b>Eficiencia de conversión del carbón</b>	Alta	Alta	Alta. Pérdida de carbón en cenizas.	Alto	Alto	Alto
<b>Process flexibility</b>	Very limited. Any change in process variables needs a new design		Flexible ante cargas menores que diseño.	Flexible ante cargas menores que diseño.	Very limited. Size and energy content of the fuel must be in a narrow range.	Flexible ante cargas menores que diseño
<b>Perfil temperatura</b>	Gradientes Altos	Gradientes Altos	Casi constante en vertical. Poca variación radial	Casi constante en vertical.	Temperaturas sobre Temperatura de fusión cenizas	Constantes en cada reactor
<b>Hot gas efficiency</b>	85-90%	90-95%	89%	89%	80%	90-95%

Tabla 23 Comparativa técnica principales gasificadores [100], [82]

## 5.6. PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA GASIFICACIÓN

Una vez seleccionado el tipo de gasificación acorde a la biomasa a procesar, proceden la puesta en marcha y la operación de la instalación, tratando de hacerlo de la forma más continua posible, con altos rendimientos y sin incidencias que provoquen paradas indeseadas.

El proceso de gasificación es más complejo que la combustión, y existen una serie de parámetros de operación que son cruciales para el buen funcionamiento del sistema. La propia diversidad de tecnologías de gasificación existentes ya fija algunos de ellos por la forma intrínseca de funcionamiento de cada uno, existiendo gasificadores presurizados y atmosféricos, con o sin movimiento de las partículas, con recirculaciones de segundos reactores instalados en serie, etc. Otros parámetros deben de ser controlados en sus valores óptimos para conseguir un syngas de calidad constante y con altos rendimientos de proceso.

### 5.6.1. Tiempo de residencia

El tiempo de residencia en cada tipo de reactor, que es el periodo medio que las partículas de biomasa permanecen en el interior del gasificador, debe ser el necesario para que puedan llevarse a cabo las reacciones del proceso de gasificación de forma satisfactoria, generando el syngas previsto. Esto está relacionado con el grado de fluidización de los lechos, siendo menor el tiempo cuanto mayor agitación existe.

Para crear las condiciones de tiempo de residencia adecuados, se deben de establecer los sistemas de tiro forzado (ventiladores o soplantes) precisos, contando con estos equipos en la fase de diseño.

Los reactores que operan con mayores tiempos de residencia son los gasificadores de lecho fijo [101]. Los gasificadores de lecho arrastrado tienen bajos tiempos de residencia, aproximadamente 1-2 segundos, durante los cuales las pequeñas partículas de biomasa son secadas, pirolizadas y luego gasificadas. Tiempos óptimos de 1,6 segundos son propuestos para este tipo de gasificador [170].

### 5.6.2. Agentes Gasificantes

Entre los agentes gasificantes, el aire es el más utilizado por su economía. Con aire se obtiene un syngas de menor poder calorífico, debido principalmente a su alto contenido en  $N_2$  [101]. El vapor como agente gasificante produce un syngas de poder calorífico medio y sus costes son intermedios entre el aire y el oxígeno. El oxígeno es el agente gasificante necesario para las aplicaciones más avanzadas y el de mayor coste [88]. También es posible utilizar  $CO_2$  como agente gasificante o una mezcla de todos los anteriores [101].

Hosseini et al [177] estudiaron mediante análisis termodinámico el efecto de gasificar con aire o con vapor utilizando serrín como biomasa. Las eficiencias energéticas y exergéticas fueron superiores con aire que con vapor.

El efecto de mezclar vapor con aire fue estudiado por Hernández et al [178] en un gasificador de lecho arrastrado. Los resultados mostraron que había un intervalo óptimo de mezcla aire-vapor en el que se alcanzaba la eficiencia máxima en el proceso.

### 5.6.3. Ratio agente gasificante-biomasa

El ratio agente gasificante es la relación entre el agente gasificante y la biomasa que alimentan el reactor.

En un reactor de lecho fluidizado burbujeante con vapor (utilizado éste como agente gasificante y fluidizante), fue observado que, manteniendo la temperatura constante a 750 °C y aumentando la relación vapor/biomasa, se aumenta la producción de H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>, mientras que se reduce la de CO, siempre dependiendo de los tipos de biomasa utilizados [179].

En **gasificadores de lecho fluidizado interconectados**, donde la gasificación y la combustión se llevan a cabo de forma separada, se ha demostrado que existe un valor de vapor/biomasa en el que se alcanzan valores máximos de producción de H<sub>2</sub> en el syngas generado. En relación a los tars generados, al aumentar el ratio vapor/biomasa desde 0,8 a 1,4, se disminuye su contenido en el gas generado [180]. El mismo efecto fue encontrado en **reactor de lecho fluidizado con aporte de calor indirecto o externo**, donde los alquitranes se reducían al aumentar el ratio vapor/biomasa de 0,83 a 1,2, siendo este efecto más pronunciado conforme aumentaban las temperaturas [181]. Se conseguía además un syngas de mayor contenido en H<sub>2</sub> y CO, disminuyendo sus contenidos en CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>.

En **gasificadores de lecho arrastrado**, con oxígeno como agente gasificante, se recomiendan valores de 0,4 en el ratio oxígeno-biomasa [170]. Según experimentaron Hernández et al. [178] en lechos arrastrados, un aumento del ratio gasificante-biomasa (S/B) promueve las reacciones de conversión de char y de CH<sub>4</sub>. La producción de H<sub>2</sub> era más sensible a los cambios en S/B cuando el aire estaba presente en el medio gasificante.

Ran et al. [182] demostraron en un **gasificador regenerativo de biomasa de pino**, que la mejor relación de vapor y carbón (ratio vapor/C) era de 0,3, donde producían un syngas de 5,6 MJ/Nm<sup>3</sup>.

En un **External Circulating Countercurrent Moving Bed (ECCMB) gasification system**, Zou et al [183] demostraron experimentalmente que el ratio vapor/biomasa óptimo era de 1,2, obteniendo 35 % de H<sub>2</sub> y 12% de CO.

#### 5.6.4. Ratio aire-combustible y Ratio equivalente (RE)

El ratio aire-combustible es la relación entre el aire y el combustible utilizado, que se encuentra muy por debajo de los procesos de combustión, donde se trabaja con exceso de aire estequiométrico, mientras que en la gasificación se trabaja con valores aire en defecto.

$$r_{\text{aire-combustible}} = \frac{\text{moles de aire}}{\text{moles de combustible}}$$

El ratio equivalente (RE) es la relación entre el ratio de aire-combustible para el proceso actual y el ratio aire-combustible para llevar a cabo una combustión completa.

El ratio equivalente tendría un valor de 1 para la combustión, y suele estar entre 0,25 y 0,35 para procesos de gasificación.

$$RE = \frac{r_{\text{aire-combustible}} (\text{actual})}{r_{\text{aire-combustible}} (\text{combustión completa})}$$

El ratio aire-combustible es considerado como el más influyente en el poder calorífico final del syngas generado [179]. Valores adecuados del ratio equivalente para gasificación están en el intervalo de 0,2 a 0,4, que permiten controlar la generación de alquitranes y char [101].

Aumentando el ratio equivalente (RE) y manteniendo el flujo biomásico constante, la temperatura del gasificador aumenta, ya que existe más oxígeno por cantidad de biomasa para que puedan llevarse a cabo las reacciones de combustiones parciales, que son las que generan la energía necesaria [107].

Hosseini et al [177] demostraron mediante análisis termodinámico el efecto de aumentar el ratio equivalente en distintas humedades de biomasa, en la eficiencia energética. Se comprobó que esta disminuía con la misma tendencia tanto con aire como vapor como agentes gasificantes.

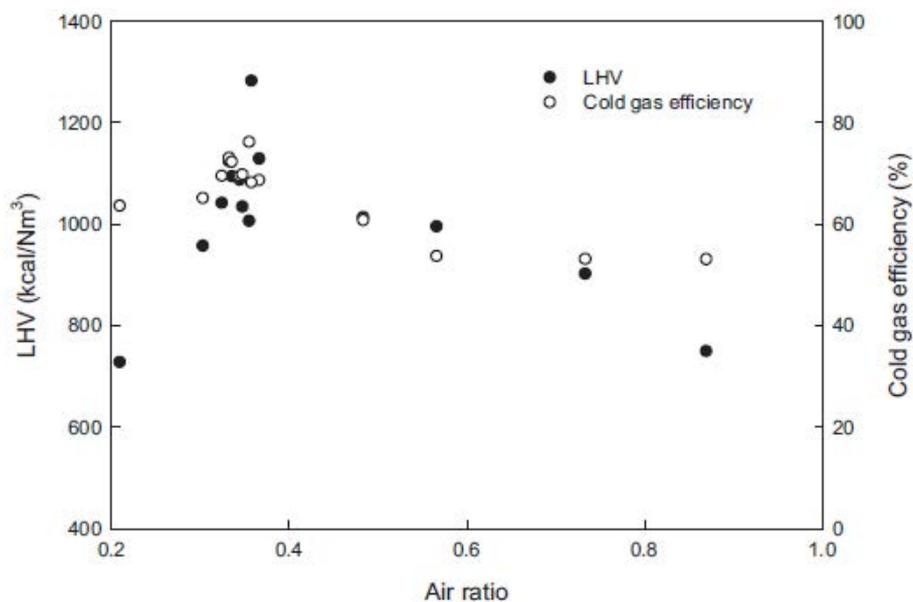


Figura 52. Ratio equivalente frente a poder calorífico inferior (LHV) y Eficiencia en frío en un gasificador downdraft atmosférico [167]

### 5.6.5. Temperatura

La temperatura de operación depende del tipo de gasificador que se emplee, y de las distintas zonas en las que el proceso discurre. Por ejemplo en un gasificador downdraft atmosférico, las temperaturas estarían entre 700-850 °C en la parte media y entre 800-1000 °C en el fondo [167].

La temperatura tiene influencia directa en la composición del syngas generado. Por ejemplo, en un gasificador downdraft atmosférico, como se puede ver en el siguiente gráfico, la composición varía mucho en función de la temperatura en la zona media del mismo. Por lo que es muy importante mantener una temperatura constante para que el proceso sea estable.

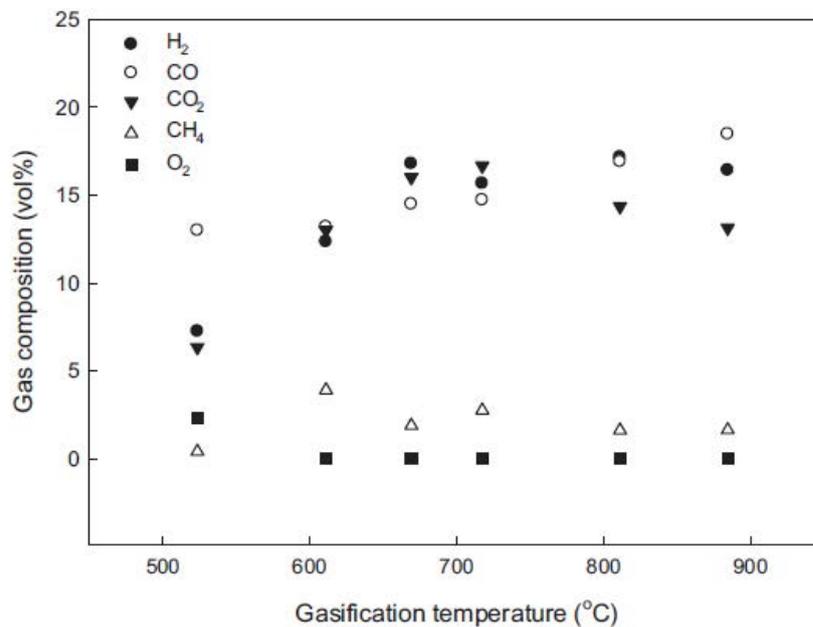


Figura 53. Efecto de la temperatura en la zona media de gasificador downdraft atmosférico sobre la composición del syngas [167].

En un gasificador de lecho fluidizado atmosférico la temperatura del lecho está directamente relacionada con el poder calorífico del syngas generado. Como

se observa en el siguiente gráfico se obtiene el mayor poder calorífico del syngas decrece linealmente con el aumento de la temperatura del lecho, ya que al aumentar la temperatura, más biomasa se combustiona y no se gasifica.

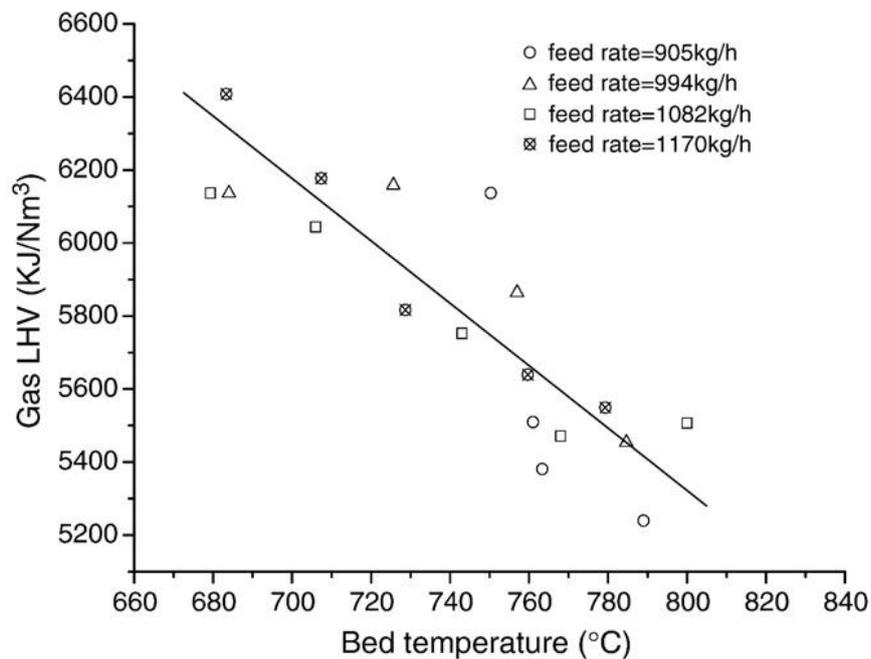


Figura 54. Relación entre poder calorífico de syngas (LHV) y temperatura de lecho en diferentes flujos másicos para gasificador de lecho fluidizado atmosférico con aire [107]

La regulación de temperatura puede llevarse a cabo ajustando bien la entrada de biomasa o bien la entrada de aire al gasificador. En el siguiente gráfico puede observarse como en un lecho fluidizado atmosférico con aire, la temperatura aumenta linealmente con el aumento del ratio equivalente (porque permite que se complete más la combustión) y con mayor flujo másico en el mismo RE se disminuye la temperatura del lecho (esto es porque al haber mayor cantidad de biomasa y la misma relación de aire, la combustión se hace más incompleta).

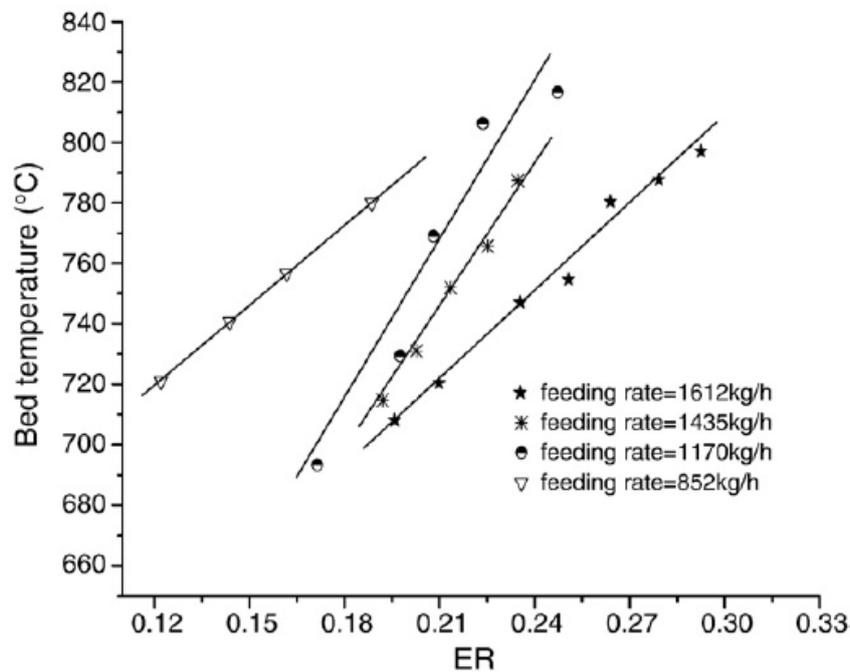


Figura 55. Relación entre temperatura del lecho, flujo másico de biomasa y ratio equivalente para gasificador de lecho fluidizado atmosférico con aire [107]

Otro de los factores que influye en la temperatura de los gasificadores es la humedad del combustible. Por ejemplo, en un gasificador de lecho fluidizado atmosférico con humedades por encima del 15%, se producen muchas fluctuaciones de la temperatura, que derivan variaciones de la composición del syngas y de su poder calorífico. En el siguiente gráfico se observa como varia en el tiempo la temperatura del lecho con combustibles de humedad 17% (convirtiendo el proceso en inestable), manteniéndose más estable para un combustible con humedad del 12%.

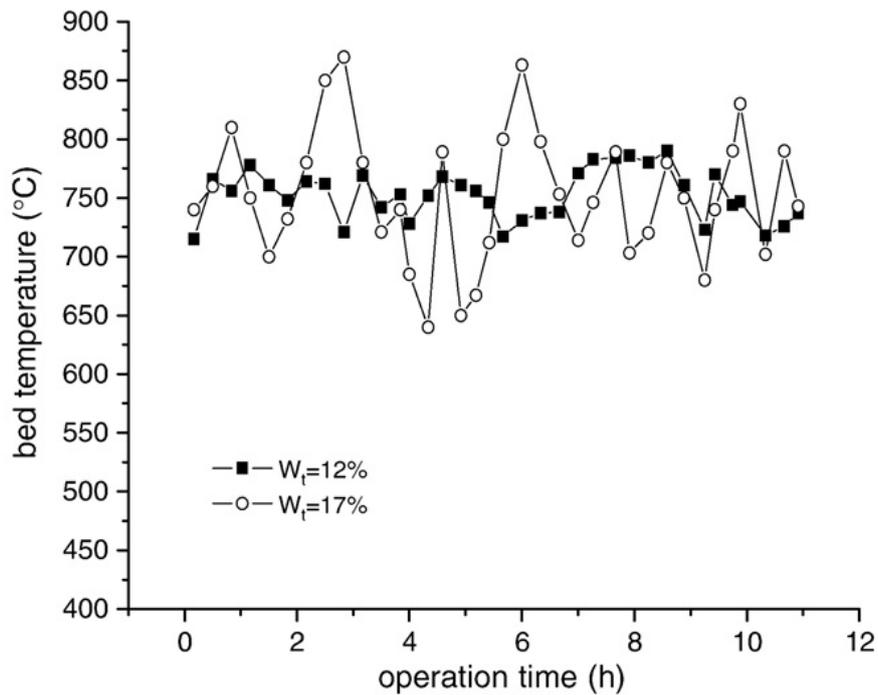


Figura 56. Evolución temporal de la temperatura del lecho con combustible (cascara de arroz) de distinta humedad en un lecho fluidizado atmosférico con aire [107]

### 5.6.6. Presión

En cuanto a presión se debe de indicar que existen dos tipos de gasificación, atmosférica y presurizada.

Los rendimientos de la gasificación presurizada son mayores (hasta 10 puntos porcentuales), pero también son más altos los costes de inversión.

### 5.6.7. Eficiencia de conversión del carbón

Es el rendimiento de conversión del carbón del proceso de gasificación y se calcula:

$$\eta_{cc} = 1 - \frac{\text{Ratio de carbón en la corriente de salida}}{\text{Ratio de carbón en la corriente de alimentación}}$$

Por ejemplo, en un reactor de lecho fluidizado atmosférico, con el aumento de la temperatura del lecho mejora la conversión del carbón, como puede verse en la siguiente gráfica.

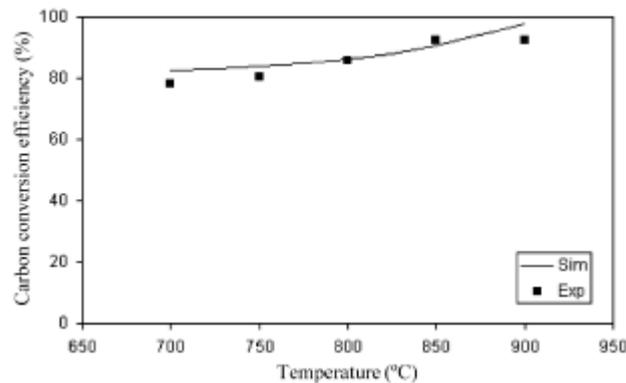


Figura 57. Efecto de la temperatura del lecho en la eficiencia de conversión de carbón en lecho fluidizado atmosférico con aire y vapor [184]

### 5.6.8. Eficiencia en frío y en caliente

Las eficiencias en frío y en caliente se calculan de la siguiente forma [86]:

- **Eficiencia en frío:** cociente entre la entalpía del syngas frío ( $H_{G,c}$ ) por el flujo másico de syngas ( $F_G$ ) menos las fracciones de agua o humedad ( $w_w$ ) y tars ( $w_T$ ) entre la energía primaria aportada por el combustible biomásico ( $F_B H_B$ )

$$\eta_c = \frac{F_G(1 - w_w - w_T)H_{G,c}}{F_B H_B}$$

- **Eficiencia en caliente:** cociente entre la entalpía del syngas caliente ( $H_{G,h}$ ) por el flujo másico de syngas ( $F_G$ ) entre la energía primaria aportada por el combustible biomásico[86] ( $F_B H_B$ )

$$\eta_h = \frac{F_G H_{G,h}}{F_B H_B}$$

### 5.6.9. Cantidad de tars del syngas

Los contenidos en tars son controlados con instrumentación y la medida no es sencilla, de modo que se garantice que la calidad del gas de entrada a los equipos que consumen el syngas, sea la adecuada y no produzca efectos no deseados en los mismos.

### 5.6.10. Velocidad de fluidización

En los gasificadores de lecho fluidizado, este es un parámetro importante en el funcionamiento. Valores del orden de 0,8-1,2 m/s son recomendados para este tipo de reactores [107].

### 5.6.11. Agentes Gasificantes

Según los agentes gasificantes que se utilicen en el proceso de gasificación, los parámetros de operación varían. Por ejemplo, para el caso de un lecho fluidizado burbujeante atmosférico, las condiciones de operación, composición del syngas y rendimientos pueden observarse en la siguiente tabla:

	Aire	Vapor Puro	Vapor-O <sub>2</sub> Mezcla
<b>Condiciones de operación</b>			
ER	0.18–0.45	0	0.24–0.51
S/B (kg/kg daf)	0.08–0.66	0.53–1.10	0.48–1.11
T (°C)	780–830	750–780	785–830
<b>Composición syngas</b>			
H <sub>2</sub> (vol%, base seca)	5.0–16.3	38–56	13.8–31.7
CO (vol%, base seca)	9.9–22.4	17–32	42.5–52.0
CO <sub>2</sub> (vol%, base seca)	9.0–19.4	13–17	14.4–36.3
CH <sub>4</sub> (vol%, base seca)	2.2–6.2	7–12	6.0–7.5
C <sub>2</sub> H <sub>n</sub> (vol%, base seca)	0.2–3.3	2.1–2.3	2.5–3.6
N <sub>2</sub> (vol%, base seca)	41.6–61.6	0	0
Vapor (vol%, base húmeda)	11–34	52–60	38–61
<b>Rendimientos</b>			
Tars (g/kg daf)	3.7–61.9	60–95	2.2–46
Char (g/kg daf)	nd	95–110	5–20
Gas (Nm <sup>3</sup> /kg daf)	1.25–2.45	1.3–1.6	0.86–1.14
PCI (MJ/Nm <sup>3</sup> )	3.7–8.4	12.2–13.8	10.3–13.5

nd: no disponible; daf: base seca libre cenizas; ER: ratio equivalente; S/B: ratio gasificante-biomasa

*Tabla 24 Condiciones de operación para lecho fluidizado burbujeante atmosférico para distintos gasificantes [100]*

## 5.7. Sistema de limpieza del syngas

### 5.7.1. Control de tars del syngas

La formación de alquitranes o tars es uno de los grandes problemas que deben tenerse en cuenta en la gasificación. Los tratamientos que pueden llevarse a cabo para controlar su formación se dividen en los llevados a cabo en el interior del gasificador (tratamientos primarios), o los llevados a cabo en la limpieza en caliente de los gases generados (tratamientos secundarios) [99]. Económicamente interesan los tratamientos primarios en el interior del gasificador, pero todavía no están muy desarrollados.

La formación de tars depende de varios factores como son:

- Temperatura
- Agente Gasificante
- Ratio Equivalente
- Tiempo de residencia
- Tipo de gasificador
- Aditivos catalíticos, tales como dolomita y otros, que consiguen conversiones importantes de los tars, disminuyendo su contenido en los gases generados.

La configuración del gasificador en combinación con el uso de catalizadores es clave en la reducción de tars. Brandt and Larsen [185] observaron la reducción de alquitranes obtenida en un gasificador de dos etapas, compuesto de pirólisis en la primera y gasificación en la segunda sobre lecho de carbón vegetal. Similar comportamiento de reducción de alquitranes fue experimentado por Nunes et al. [186], al utilizar en serie dos gasificadores de tipo downdraft.

El tipo de gasificador seleccionado también influye en la formación de alquitranes. Qin et al [187], verificaron experimentalmente en un gasificador de flujo arrastrado atmosférico a altas temperaturas (hasta 1350 °C), que los alquitranes generados eran inexistentes (se producía algo de hollín) con paja de cereal y madera como combustibles.

Una unidad de gasificación a escala piloto a contracorriente, con disposición de corriente ascendente (updraft) en la primera etapa y corriente descendente (downdraft) a contracorriente en la segunda etapa fue desarrollada y operada por Šulc et al [188], para el estudio de los efectos de las dos etapas de gasificación en comparación con una etapa de gasificación de biomasa (pellets

de madera) en la composición del gas combustible y su pureza. Los datos experimentales de gasificación demostraron claramente que las dos etapas de gasificación producían gas relativamente más limpio y con bajo contenido de alquitrán. La desventaja de esta disposición tecnológica era el valor relativamente bajo del poder calorífico del gas combustible (PCI aproximadamente 3,15 MJ/Nm<sup>3</sup>).

Los catalizadores pueden ser añadidos en el propio lecho o bien junto con la alimentación de biomasa. Según su naturaleza, pueden dividirse en sintéticos (producidos por métodos químicos a costes relativamente altos, como la alúmina activada) y minerales (producidos de forma natural y por lo tanto más económicos, como la calcita y los minerales de arcilla) [98].

En un gasificador de lecho fluidizado, la selección del material inerte del lecho en suspensión influye en la composición del syngas y en la concentración de tar [189].

Siedlecki comprobó que la magnesita como catalizador o como lecho inerte frente a la arena de cuarzo y la olivina conseguía la mayor reducción en la producción de alquitranes en un reactor de lecho fluidizado circulante con vapor y oxígeno como agentes gasificantes [190]. Nemanova et al. demostraron que el empleo de gránulos de base metal hierro producían también una importante reducción de alquitranes en el syngas generado en un reactor atmosférico de lecho fluidizado, utilizando abedul como combustible biomásico [191],[192].

En un **External Circulating Countercurrent Moving Bed (ECCMB) gasification system** con serrín de pino, Zou et al [183] demostraron experimentalmente que el aumento de la altura del lecho catalítico en el gasificador mejoraba el rendimiento del proceso y la eliminación de alquitranes.

Otro de los factores que incide en la formación de tar es el tamaño de las partículas de biomasa. Gaston et al. comprobaron que la cantidad de tar generado en un gasificador de lecho fluidizado aumentaba con el tamaño de las esferas de roble utilizado [193].

Métodos ópticos innovadores como la espectroscopia fluorescente pueden ser utilizados para la detección de alquitranes en el syngas generado [194].

### 5.7.2. Limpieza de los gases

Además del syngas objeto del proceso de gasificación, se generan otras sustancias no deseadas. El control de las partículas de dichas sustancias: polvo, cenizas volantes, alquitranes, amoniaco, compuestos sulfurosos y otros, debe comenzarse en el gasificador con la selección de adecuados parámetros de operación, el adecuado diseño del mismo y el empleo de aditivos y catalizadores convenientes [132]. Con ello se minimizará la necesidad de una posterior limpieza del syngas generado [101].

Se distinguen dos tipos de limpieza de los gases generados: en frío y en caliente. Con los sistemas de limpieza en caliente se incrementa la eficiencia de la gasificación en torno a un 3-4%, ya que el syngas es portador de mayor cantidad de energía que al ser enfriado. [131].

Los principales constituyentes de un sistema de limpieza de gases para la eliminación de polvo, partículas y alquitranes, son [101]:

- Ciclones
- Filtros de bolsa, cerámicos, textiles...
- Separadores de partículas rotativos

- Precipitadores electroestáticos húmedos
- Scrubbers de agua

En gasificadores de lecho arrastrado se utiliza un sistema de refrigeración en la parte inferior para enfriar el syngas y eliminar los alquitranes, pasando después por un ciclón, un filtro y un condensador instalados en serie [170].

Estos sistemas eliminan o capturan el tar del syngas, desechando con ello la energía que éstos portan. El craking catalítico del tar o craking térmico son utilizados para descomponer o reducir los tars, aunque presentan algunas desventajas [195].

Los tars y el amoniaco pueden ser eliminados con tecnología de limpieza en caliente a través de reforma catalítica con vapor o seca o vía catalítica con reacciones de craking/hidrocraking del tar, y a través de descomposición catalítica del amoniaco para formar  $N_2$  y  $H_2$ . Estos procesos tienen rendimientos pobres y uso limitado en plantas de gran tamaño, necesitando más investigación para su posible instauración [108]. Se han llevado a cabo ensayos en plantas de laboratorio con gasificadores de lecho fluidizado con sorbentes comerciales, como el ZnO para la eliminación de los compuestos sulfurosos [132].

## 5.8. SUBSISTEMAS DE PLANTAS DE GASIFICACIÓN

### 5.8.1. Refrigeración y Limpieza del Gas

Para que el gas pueda ser utilizado en los distintos usos, debe ser limpiado de impurezas y alquitrán y también debe ser refrigerado, para que disminuya su volumen. Esta parte del proceso de gasificación es crucial en el mismo. El fallo

de un proceso de gasificación, puede derivar de una mala ejecución de limpieza y refrigeración del gas producido.

La temperatura de salida del gas del gasificador es normalmente entre 300 y 500 ° C. Este gas tiene que ser enfriado con objeto de aumentar su densidad energética. Varios tipos de equipos de refrigeración pueden ser utilizados. La mayor parte de los refrigeradores son intercambiadores aire-gas donde la refrigeración es efectuada por libre convección del aire en la superficie exterior del intercambiador. El gas se enfría aproximadamente hasta temperatura ambiente.

Para la limpieza, tres tipos de limpiadores son utilizados normalmente:

- Limpiadores en seco, como los ciclones. Estos son diseñados, de acuerdo al ratio de gas producido y su contenido en partículas. Son efectivos para partículas de tamaño 5 micras y superiores.
- Scrubber húmedo (depurador). Después de pasar por el ciclón, el gas aún contiene partículas, impurezas y alquitrán, por lo que es necesario un sistema de afinamiento de limpieza. En el scrubber el gas se limpia con agua, haciéndola circular a contracorriente. El scrubber también actúa como refrigerador.
- Filtro de malla o de corcho. A continuación del scrubber se hace circular el gas por el filtro de malla o corcho, que es el más restrictivo de los sistemas de limpieza en cuanto a luz de paso. En este filtro, cualquier condensación de agua para el flujo por el aumento de la pérdida de presión en él. Es por ello que algunos sistemas de gasificación hacen pasar el gas caliente por el filtro de malla y después los dirigen al refrigerador. Como los gases están todavía por encima del punto de rocío, no se da condensación en el filtro.

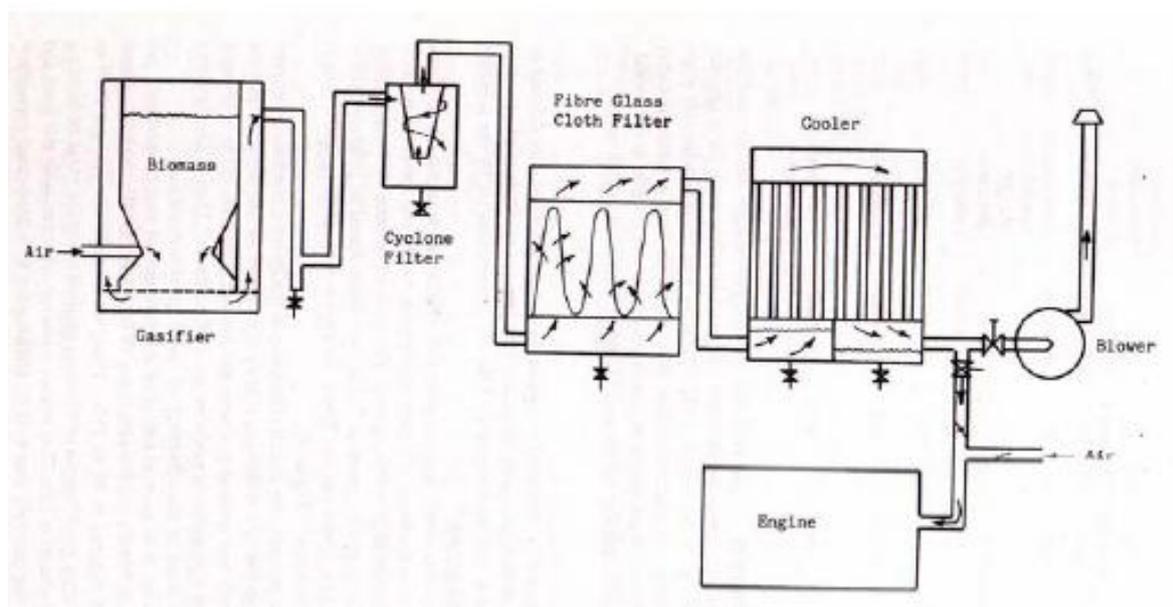


Figura 58. Línea de proceso de sistema de gasificación estándar [196]

Existe una importante pérdida de carga en todo el proceso de gasificación, y en el diseño debe asegurarse una caída de presión no superior a 1 m c.a. (0,1 bar).

### 5.8.2. Sistemas de Generación Eléctrica

Los equipos más utilizados para generar energía eléctrica a través del gas generado en la gasificación, son los motores de combustión interna. Ambos tipos de motores, tanto los de encendido por chispa, como los de encendido por compresión han sido utilizados. En principio cualquier motor puede ser convertido para funcionar plenamente o parcialmente con gas. Sin embargo en la práctica real, hacer funcionar un motor de forma interrumpida por largos periodos de tiempo sin problemas no es fácil de conseguir.

Actualmente se usan motores diésel o gasolina para la combustión de los gases de gasificación. Pero si bien es cierto que existen diferencias entre los

combustibles diésel y gasolina en relación al gas, también es lógico pensar que se desarrollen motores a medida para acoplarlos a los procesos de gasificación.

#### 5.8.2.1. Motor de encendido por chispa

Cuando un motor de encendido por chispa es convertido para funcionar con gas reduce su potencia en un 40-50%. La reducción es principalmente producida por la baja densidad energética del gas producido. Ello conlleva una pérdida de potencia de aproximadamente un 30%. El otro 10-20 % se pierde en las válvulas de admisión y en las conducciones.

Las modificaciones que un motor de encendido por chispa requiere para funcionar con gas son mínimas. Generalmente en función de la relación de compresión del motor y velocidad de giro, el tiempo de ignición debe ser avanzado unos 30-40°. Esto es hecho por la baja velocidad de la llama en relación a la gasolina. Por ello son más eficientes en motores de baja velocidad. Por lo que motores de 1500 a 2500 rpm son ideales para esta aplicación.

Debe ser puntualizado que en general el rendimiento medio de un motor de combustión interna no disminuye aunque si lo haga la potencia. Sin embargo, no se han hecho comparaciones con y sin gas en los distintos motores, dada la variabilidad de composición de los gases producidos. Se pueden considerar siendo conservadores, rendimientos en torno a un 15-20%.

#### 5.8.2.2. Motor de encendido por compresión

Un motor de compresión o diésel no puede ser operado solamente con gas, sino que es necesaria la inyección de una pequeña cantidad de diésel. Esto es

porque el gas no puede inflamarse por si solo en esas condiciones de presión.

Por lo tanto para este tipo de motores, existen 2 opciones:

- Motores de combustible mixto gas-diésel
- Convertirlos en motores de encendido por chispa

Desde que los motores diésel tienen ratios de compresión de 16-20 y funcionan a menos revoluciones que los motores de gasolina, son los ideales para hacerlos funcionar con gas y con encendido por chispa. Sin embargo, la conversión del motor es costosa y no justifica la inversión.

Es por ello que los motores diésel que funcionan con gas, lo hacen con combustible mixto gas-diésel.

Debido al alto ratio de compresión y las bajas velocidad de revolución, la devaluación de potencia de los diésel es solo del 15 al 30%. Esto es mucho mejor que en los motores de gasolina, que aunque funcionen en modo mixto de combustible siguen teniendo una pérdida de potencia del 40 al 50%.

En una media, un motor diésel puede funcionar con un 15-20% de su consumo original de diésel y el resto de gas. Generalmente el motor es arrancado con diésel y mientras se produce el arranque progresivo del sistema de gasificación, manteniendo en este caso el motor a ralentí. El rendimiento del motor en este caso es de un 25%. Así que aproximadamente, en este tipo de motores para producir 1 kWh se requiere de 1 kg de biomasa y 0,07 l de diésel.

En ambos tipos de motores, tanto diésel como gasolina, la introducción del gas es a través de una válvula de T, desde donde una de sus secciones el gas es succionado. Así que con esta válvula se sustituye el complicado sistema de carburador. Muchos equipos han sido desarrollados para introducir la mezcla aire-gas de forma eficiente en los motores.

### 5.8.3. Sistemas de Transferencia Directa de Calor

Son aquellos en los que el gas es quemado directamente en un horno o caldera. La ventaja de este proceso en relación a la combustión directa de la biomasa es que se obtiene una transferencia de calor controlada y una mayor temperatura de llama. Como en este caso la quema es directa, la calidad del gas no es tan importante como en el caso del uso en motores, por lo que los sistemas de limpieza y refrigeración son menos exigentes.

Tienen gran interés en aplicaciones agrícolas como los procesos de secado.

La mayor parte de los gasificadores de transferencia de calor directa, son de tipo updraft ( a contracorriente) o de lecho fluidizado. La mayor parte son para aplicaciones en hornos.

Siendo la producción del gas irregular y fluctuante con el tiempo, podría ser algunas veces necesario tener un depósito pulmón de gas. Este podría proporcionar una calidad uniforme de gas. Sin embargo este tipo depósitos no se suelen instalar.

Debido al bajo contenido energético del gas producido (aprox. 5 MJ/m<sup>3</sup> N), son necesarios quemadores especiales. La temperatura adiabática de llama del gas producido es de unos 1400 ° C. Las temperaturas más altas que se den pueden en las distintas aplicaciones están en torno a los 1000-1200 ° C. Considerar temperaturas más altas puede ser un error.

## 5.9. ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

La elección de la tecnología se basa en tres aspectos principalmente [6]:

- El tipo de biomasa, cantidad, composición química y parámetros físicos.

- Necesidades energéticas a satisfacer en la gasificación, ya sea para la producción de energía eléctrica y calor, o bien producción de algún combustible líquido
- Factores económicos y medioambientales

Si el objetivo final, es la producción de energía eléctrica, se puede optar por las siguientes tecnologías para transformar el syngas en energía mecánica:

- Motores de combustión interna
- Turbinas de Gas
- Pilas de Combustible
- Motor Stirling

Estas tecnologías son muy exigentes respecto a la limpieza de los gases (partículas), y las posibles emisiones contaminantes (alquitranes). Pero hoy en día existen tecnologías que garantizan la producción de un syngas de calidad, cumpliendo con las normativas sobre emisiones medioambientales.

En España, se está teniendo un gran interés por plantas de gasificación de biomasa de entre 7000 y 8000 toneladas/año de biomasa, dado que las concentraciones de la misma no es muy abundante, pero si en estas proporciones. Ello posibilita que se puedan cubrir bien con turbinas de gas o motores de combustión, necesidades de cogeneración, donde existen simultáneamente necesidades de electricidad y calor.

## 5.10. PRINCIPALES RAZONES QUE JUSTIFICAN LA GASIFICACIÓN DE LA BIOMASA

Aunque la conversión energética de la biomasa son técnicas muy antiguas, sobre todo en lo que se refiere a la combustión y la gasificación, existe de nuevo un interés en estas tecnologías principalmente por los siguientes motivos [168]:

- Renovabilidad
- Beneficios medioambientales
- Beneficios sociopolíticos

### 5.10.1. Renovabilidad

Los combustibles fósiles proporcionan energía primaria a la sociedad de forma muy eficiente, y además las tecnologías que los utilizan están muy desarrolladas. Sin embargo, estos son combustibles finitos y no renovables. La Biomasa, por el contrario, crece y se renueva. La cosecha de este año, volverá a ser cosecha el año que viene y así sucesivamente. Al contrario que con los combustibles fósiles, el consumo energético responsable, no agotará los recursos renovables, y este es el motivo por el que estos están creciendo rápido.

En contra del uso por ejemplo de la madera para conversión energética está el que los bosques depuran la atmósfera absorbiendo  $\text{CO}_2$  y emitiendo  $\text{O}_2$  [168]. Pero también es cierto que los bosques no controlados, también pueden contaminar la atmósfera, si se da por ejemplo un incendio. O también los arboles dejan de absorber  $\text{CO}_2$  cuando mueren, y en su proceso de

descomposición emiten  $\text{CH}_4$ , que produce contaminación atmosférica. Es por ello, que la optimización de aprovechamientos forestales, con nuevas plantaciones después de su corte, y con unas políticas de gestión forestal que evite los incendios, pueden alcanzar un equilibrio de aprovechamiento energético y de una existencia razonable de estos como pulmón terrestre que permita una garantizada salud atmosférica.

### 5.10.2. Beneficios Medioambientales

Con el aumento del calentamiento global, la necesidad de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), se hace más que necesaria. Contaminantes atmosféricos como  $\text{NO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ , Hg y otros, ya no es aceptable como lo era en el pasado.

Con la biomasa, las emisiones de  $\text{CO}_2$  en su conversión energética son equilibradas con la absorción de  $\text{CO}_2$  que estas hacen en su ciclo de vida. No habría que descuidar las emisiones de  $\text{CO}_2$  que la biomasa provoca en la logística de la misma, para que este equilibrio se mantenga y no se produzcan desajustes que provoquen fuentes nuevas de contaminación atmosférica por decisiones de aprovechamiento energético inadecuadas.

Los principales contaminantes atmosféricos que se reducen con el aprovechamiento energético de la biomasa son los siguientes:

- Emisión de dióxido de carbono. La emisión neta de  $\text{CO}_2$  por la combustión de la biomasa a la atmósfera se considera nula. Para nuevas plantas de generación eléctrica, técnicas de secuestro del  $\text{CO}_2$  en los gases de combustión se están convirtiendo en un requisito. En comparativa de las plantas de gasificación y de combustión, el secuestro

del CO<sub>2</sub> es más sencillo en las primeras, ya que este se encuentra en mayor concentración en los gases de escape.

- Eliminación de sulfuros. La mayor parte de la biomasa fresca contiene muy pocos sulfuros. Los residuos sólidos urbanos y los fangos de las depuradoras, sí que contienen algunos sulfuros que deben ser capturados con calizas. Algunos combustibles biomásicos, también contienen algo de calcio que ayuda a la eliminación de los sulfuros. En las plantas de combustión, los sulfuros son eliminados por técnicas de absorción.
- Eliminación de nitrógeno. Un sistema de combustión con combustibles fósiles puede oxidar el nitrógeno en NO, el precursor de la lluvia ácida, o en N<sub>2</sub>O, un gas de efecto invernadero. Ambos son difíciles de eliminar. En los sistemas de gasificación, el nitrógeno aparece en forma de N<sub>2</sub> o NH<sub>3</sub>, el cual es eliminado fácilmente en el sistema de limpieza de gases.
- Impurezas y otros gases peligrosos. Otros contaminantes tóxicos como las dioxinas y furanos, que pueden encontrarse en un sistema de combustión, no es muy probable que aparezcan en sistemas de gasificación (este tema es discutido según expertos). Las partículas que contienen los gases en la gasificación son reducidas en relación a los sistemas de combustión de uno a dos órdenes de magnitud.

### 5.10.3. Beneficios Sociopolíticos

Los beneficios sociopolíticos de la biomasa son sustanciales. La biomasa es un gran recurso energético local. Para que una planta de transformación energética de biomasa sea viable, la distancia de la que procede la biomasa debe de ser tomada en cuenta. Con la implantación de la biomasa en un

entorno, se desarrollan sectores locales agrícolas, de recogida y de transporte, creando con ello empleo.

También al aprovechar recursos energéticos propios, se reduce la necesidad de importar recursos energéticos fósiles. Dada la situación actual de inestabilidad de precios de los combustibles precios, el poder contar con recursos energéticos propios reduce la situación de incertidumbre.

### 5.11. ATRACCIÓN COMERCIAL DE LA GASIFICACIÓN

Las razones por las que la gasificación de biomasa son atractivas para industrias y negocios, especialmente en el sector de la energía son las siguientes [168]:

- Los sistemas de limpieza de humos en una planta de gasificación downdraft son menos caros que una planta de combustión de carbón con desulfurización, reductores catalíticos selectivos y precipitadores electroestáticos.
- La poligeneración es una característica propia de las plantas de gasificación. Puede producir vapor de proceso, energía eléctrica a red y gas como combustible, lo cual es una versátil producción energética. Además para combustibles con alto contenido en sulfuros, estos sulfuros son obtenidos como sulfuro producto de fácil separación. Lo mismo ocurre con los combustibles con altos contenidos en cenizas, que son fácilmente separables para su posterior utilización por ejemplo en la industria cementera.
- Para generación eléctrica, una planta IGCC puede ofrecer mejores rendimientos (38-41%) que lo que puede alcanzar una planta de

combustión acoplada a turbina de vapor (22%). Por lo que los costes de producción de la gasificación son inferiores.

- El secuestro del CO<sub>2</sub> podría volverse obligatorio en cualquier momento. Una planta IGCC puede capturar el CO<sub>2</sub> con la mitad de coste que lo hace una planta convencional, porque este se encuentra en mayor concentración en los humos de escape. Además las tecnologías de secuestro de CO<sub>2</sub> están más desarrolladas para gasificación que para combustión.
- En plantas que usen gas natural, se puede utilizar de forma híbrida el consumo de gas natural y gas producido en la gasificación, con las ventajas que de ello se deriva tanto en precios como en dependencia del exterior.
- Beneficios medioambientales, tal y como se ha descrito anteriormente.
- El consumo de agua en un sistema de gasificación es mucho menor que una planta de combustión. Además la planta puede ser diseñada para reciclar su agua de proceso.
- Las plantas de gasificación emiten cantidades menores de contaminantes atmosféricos, como SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas.
- Una planta IGCC produce menos CO<sub>2</sub> por MWh generado que una planta de combustión

## 5.12. CONCLUSIONES

La gasificación es una tecnología compleja, rígida, menos competitiva que el resto, aún no madura y por lo tanto plantea riesgos. No supone una alternativa sólida para la generación eléctrica.

En primer lugar, es problemática la elección del gasificador adecuado para un cierto tamaño de planta, y que éste sea acorde a la biomasa a utilizar, ya que existe una variedad de diseños y configuraciones elevada, muchas de ellas en fase de investigación, y la biomasa no tiene un comportamiento tan regular como los combustibles fósiles.

Por otro lado, la operación de la planta es más compleja que en la combustión, y plantea sensibilidades a muchos parámetros que puede derivar en inestabilidades de funcionamiento no deseadas.

Además, el régimen de operación de las plantas depende de variables que no siempre pueden ser controladas, principalmente la homogeneidad de la biomasa y su disponibilidad.

Podemos concluir de este estudio que:

1.- Los parámetros de mayor influencia en el proceso de gasificación son la temperatura de reacción de gasificación y el ratio equivalente (RE). Ambos están interrelacionados. El control de estos parámetros asegura, (i) producir un syngas con unos contenidos admisibles de alquitranes y partículas, y (ii) que no se generan efectos indeseados de sinterización de cenizas por elevadas temperaturas en el reactor.

2.- La humedad de la biomasa es un parámetro de operación que reduce la eficacia de la gasificación, ya que parte de la energía se emplea en secar dicha biomasa. Además, humedades por encima del 15% producen variaciones en la concentración de componentes del syngas generado, y por lo tanto de su poder calorífico, con lo que hacen al proceso inestable. Procesos de preparación previos de la biomasa, como la pirólisis o la torrefacción, pueden contribuir a dar una regularidad energética al combustible, que permita estabilizar la gasificación.

3.- La presencia de los alquitranes en el syngas generado es una de las principales barreras tecnológicas para el desarrollo de la gasificación. Actualmente se propone **actuar en el gasificador**, con (i) su diseño, (ii) el ajuste óptimo de los parámetros de operación que inciden directamente en la cantidad de alquitranes que se generan, y (iii) el empleo de catalizadores y aditivos o, como segunda opción, la utilización de **técnicas de limpieza o conversión de los tars** sobre la corriente del syngas generado.

4.- Obtenido el syngas, es difícil y costoso conseguir que éste reúna las condiciones ideales necesarias. Además de los alquitranes, otras partículas y cenizas deben ser eliminadas. Muchas técnicas de limpieza están también en fase de investigación. Aun es más, los fabricantes de algunos de los equipos de conversión energética no se comprometen a asegurar la garantía de funcionamiento en ciertas condiciones.

**Se llega según lo expuesto a la conclusión final, de que diseñar una planta de gasificación exige tener en consideración unos factores clave, sobre los que no se puede asegurar que se cumplirán con la exigencia necesaria durante la operación de la planta (principalmente composición de la biomasa), generando inestabilidades en su funcionamiento. La operación de la planta debe ser rigurosa en su operación para que el syngas sea conforme a lo esperado. Además la limpieza del syngas (alquitranes) sigue siendo una cuestión sin resolver a unos costes competitivos. Estos hechos constituyen las principales barreras tecnológicas para el desarrollo de esta tecnología.**

## Capítulo 6 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN

### 6.1. INTRODUCCIÓN

El modelado matemático o simulación de un proceso de gasificación, debe estar vinculado a contraste o verificación con los procesos experimentales reales.

Un modelado del proceso de gasificación debería tener una mínima desviación respecto al proceso real que representa. Un buen modelado debería ser útil para [168]:

- Encontrar las condiciones óptimas de operación o de diseño del gasificador.
- Identificar áreas de preocupación o peligro en la operación.
- Obtener información de condiciones extremas de operación (altas temperaturas y altas presiones) donde los experimentos son difíciles de llevar a cabo.
- Obtener información sobre un intervalo más amplio de condiciones de operación que lo que se puede conseguir experimentalmente.
- Interpretar mejor los resultados experimentales y analizar comportamientos anormales del gasificador, si estos ocurrieran.
- Facilitar el escalado del gasificador desde un tamaño que opera con éxito hasta otro superior.

## 6.2. MODELOS DE SIMULACIÓN DE GASIFICADORES

Los modelos de simulación de gasificadores pueden agruparse en los siguientes grupos [168]:

- **Equilibrio Termodinámico:** predice el máximo rendimiento alcanzable de un deseado producto según las reacciones que tienen lugar en un gasificador. Hay que partir de la composición de la biomasa. No tiene en cuenta la geometría del gasificador.
- **Cinético:** incluye la variable tiempo en las reacciones. Proporciona composiciones del producto en diferentes posiciones del gasificador. Tiene en cuenta tanto la geometría del reactor como su hidrodinámica.
- **Dinámica de fluidos computacional (CFD):** solucionan un conjunto de ecuaciones simultáneamente para la conservación de la masa, el momento, la energía y las especies sobre una región discreta del gasificador. Se obtienen datos de distribución de temperaturas, concentración y otros parámetros dentro del reactor.

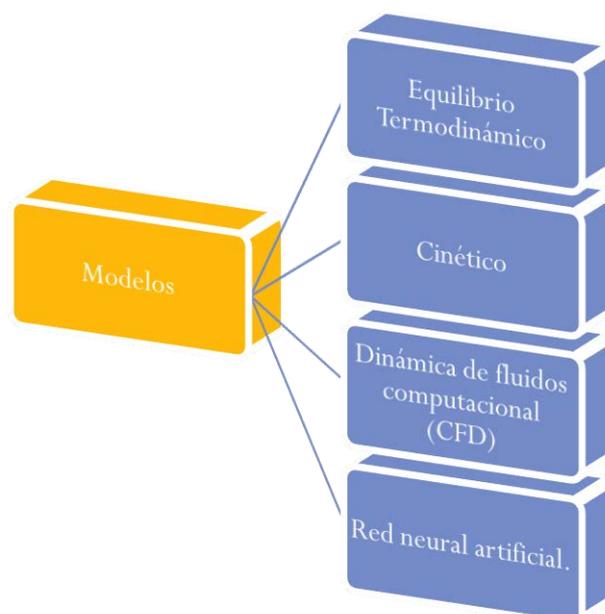


Figura 59. Modelos de simulación de gasificadores

- Red neuronal artificial: es relativamente una herramienta nueva de simulación. Trabaja como un operador experimentado, quien usa su experiencia para predecir cómo se comportará el gasificador ante unas determinadas condiciones. La red neuronal aprende por sí misma de los datos experimentales existentes.

### 6.2.1. Modelos de Equilibrio Termodinámico

Es independiente del diseño del gasificador. Es conveniente para el estudio de la influencia del combustible y de los parámetros de proceso.

El estado de equilibrio proporciona la máxima conversión para una determinada reacción, por lo que se obtendrán valores máximos de rendimiento que se podrían alcanzar en condiciones ideales.

El equilibrio químico es determinado por cualquiera de los siguientes [168]:

- La constante de equilibrio
- Minimización de la Energía libre de Gibbs

Las reacciones que tienen lugar son consideradas como cero dimensionales y sin cambios con el tiempo. Un modelo de equilibrio termodinámico es efectivo a altas temperaturas ( $>1500$  K), donde puede mostrar útiles tendencias en las variaciones de los parámetros de operación.

Para los modelados de equilibrio termodinámico, pueden usarse métodos estequiométricos y no estequiométricos [168].

### 6.2.2. Modelos Cinéticos

Las composiciones del syngas varían a menudo significativamente de aquellas predichas por los modelos de equilibrio termodinámicos anteriores.

Un modelo cinético complementa las carencias de los modelos termodinámicos, obteniendo el rendimiento de conversión en syngas y su composición después de un tiempo finito. Por lo que implica parámetros como el ratio de reacción, el tiempo de residencia de las partículas, y la hidrodinámica del reactor. Puede predecir perfiles de temperatura en el interior del gasificador y calcular el rendimiento medio del mismo.

Es un modelo más preciso a bajas temperaturas (<800 °C).

El modelo cinético tiene dos componentes:

- La cinética de las reacciones
- La hidrodinámica del reactor

### 6.2.3. Modelos de Red Neuronal

Una alternativa a los anteriores son los modelos de red neuronal artificial (RNA). Un modelo RNA imita el funcionamiento del cerebro humano y proporciona algunas características humanas en la resolución de modelos.

No puede generar una solución analítica, pero puede dar resultados numéricos.; pudiendo tratar problemas complejos de gasificación.

### 6.2.4. Modelos de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD)

Son muy importantes en el modelado de gasificadores de lecho fluidizado.

Un modelo CFD implica una solución de conservación de masa, momentos, especies y energía sobre una región concreta. Las ecuaciones pueden ser escritas para un elemento, donde el flujo de cantidades de entrada y salida sobre el elemento son conocidas con las adecuadas condiciones de contorno.

Un modelo CFD para gasificación incluye normalmente un conjunto de submodelos para cada secuencia de operación como:

- Vaporización de la partícula de biomasa
- Pirolisis o volatilización
- La reacción secundaria en pirolisis
- Oxidación del char

Algunos de los programas más utilizados para las modelizaciones CFD son ANSYS, ASPEN, Fluent, Phoenics and CFD2000.

### 6.3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN CON ASPEN PLUS

La simulación del proceso de Gasificación se ha llevado a cabo con el programa ASPEN PLUS, que se hace muy flexible por medio de programación Fortran, permitiendo simular procesos de complejidad como por ejemplo la producción de syngas.

El modelo está basado en los balances de masa y energía, optimizando el proceso según los principales parámetros de operación de la Gasificación y otras variables determinantes, como el tipo de biomasa o el agente gasificante utilizado.

#### 6.3.1. Condicionantes de la Simulación

Se han tenido en cuenta las siguientes premisas en el modelo de simulación del proceso de gasificación de biomasa:

- Se ha considerado estado estacionario, no teniendo en cuenta los periodos transitorios de puesta en marcha y parada del proceso
- Las reacciones tienen lugar en equilibrio en el gasificador sin pérdidas de presión, considerando equilibrio termodinámico y minimización de la energía libre de Gibbs.
- Todos los elementos entran en contacto con uniformidad en las reacciones químicas que se producen.
- Dado que las presiones no son muy altas, los gases se consideran gases ideales, por lo que son de aplicación las leyes y propiedades que derivan de esta hipótesis. Para el análisis del efecto de la variación de presión, se ha considerado el método de cálculo de propiedades de ASPEN Peng-Robinson con la función alfa Boston-Mathias (PR-BM), recomendado para los procesos de gasificación y combustión, con presiones de hasta 80-90 atmósferas.
- La cantidad de char generada se considera despreciable ya que se parte de que el proceso de la gasificación debe tener un alto rendimiento de conversión del char en syngas. Los únicos sólidos que se generan son las cenizas de la biomasa.

### 6.3.2. Diagrama de Proceso del modelo en ASPEN PLUS

El Diagrama de Proceso del modelo desarrollado en ASPEN PLUS es el que se expone continuación:

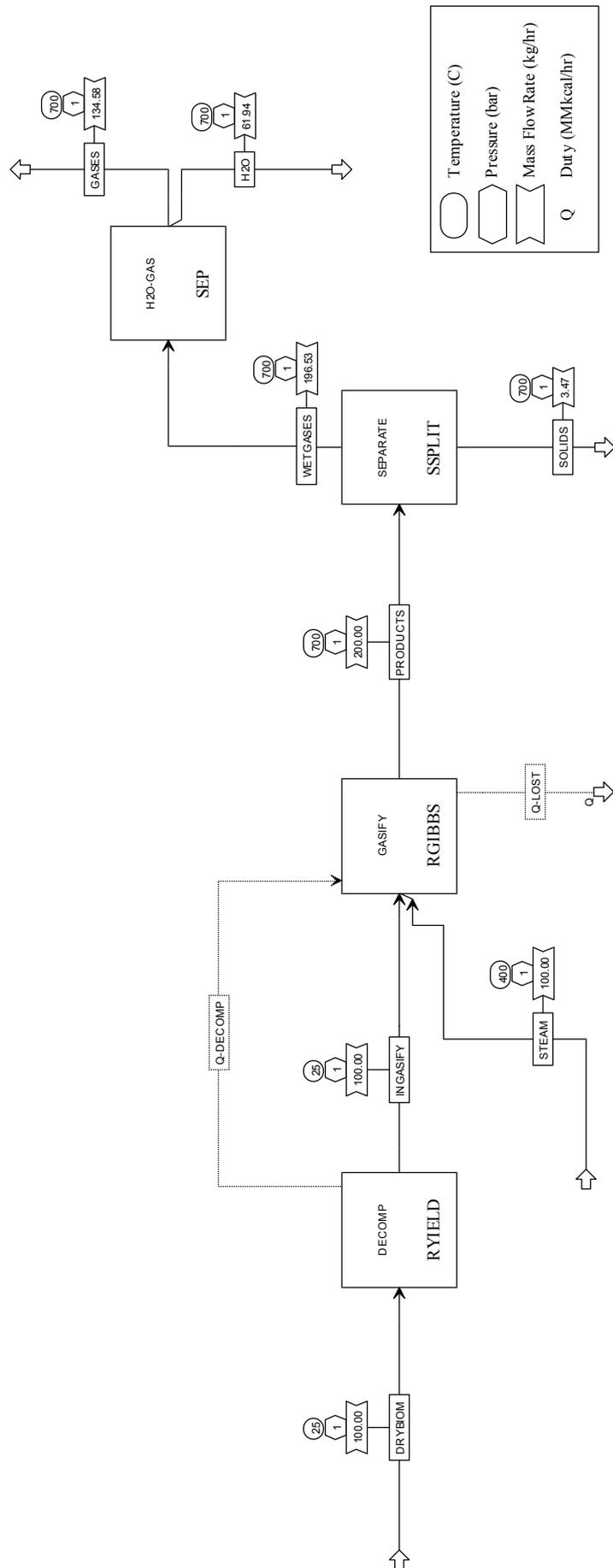


Figura 60. Diagrama de Proceso del Modelo 0 simulado en ASPEN PLUS

### 6.3.3. Configuración del modelo en ASPEN PLUS

La configuración del modelo simulado en ASPEN PLUS, se basa en la división de corrientes (streams) y bloques (blocks) de distintos procesos que van teniendo lugar en estos.

Las corrientes (streams) son principalmente de materiales y de calor o energía.

Las utilizadas en el modelo simulado son las siguientes:

#### CORRIENTES DE MATERIAL

- **DRYBIOM:** Entrada de biomasa seca al proceso de gasificación.
- **INGASIFY:** Biomasa descompuesta en sus componentes elementales previa a su entrada al gasificador.
- **STEAM:** Corriente correspondiente al agente gasificante que entra al gasificador. En este modelo de partida, modelo 0, el agente gasificante es vapor de agua.
- **PRODUCTS:** Productos resultantes de las reacciones del proceso de gasificación.
- **SOLIDS:** Sólidos separados de la corriente de productos del proceso de gasificación consistentes en las cenizas de la biomasa.
- **WETGASES:** Syngas generado en el proceso de gasificación en el que el agua no ha sido separada.
- **H2O:** Agua separada del syngas generado en la parte final del proceso.
- **GASES:** Syngas generado en el proceso de gasificación.

#### CORRIENTES DE CALOR O ENERGÍA

- **Q-DECOMP:** Calor liberado en la fase de descomposición de la biomasa seca en sus componentes elementales, que es dirigido hacia el reactor de gasificación.

- **Q-LOST:** Calor perdido en las reacciones del proceso de gasificación.

Los bloques (blocks) utilizados en el modelo simulado son los siguientes:

- **DECOMP:** Bloque del tipo RYIELD, que tiene la función de convertir la biomasa de entrada DRYBIOM en sus compuestos elementales. Libera una cantidad de calor Q-DECOMP que es dirigida al reactor GASIFY.
- **GASIFY:** Bloque del tipo RGIBBS, donde tienen lugar las reacciones del proceso de gasificación a una temperatura y presión consignadas, reuniendo con un contacto homogéneo a la biomasa descompuesta y al agente gasificante (vapor en el modelo 0). De este reactor sale el calor que se pierde a través de la corriente Q-LOST.
- **SEPARATE:** Bloque del tipo SSPLIT, donde se produce la separación del syngas húmedo generado en el proceso de gasificación de los sólidos correspondientes a la biomasa de las cenizas.
- **H2O-GAS:** Bloque del tipo SEP, que tiene la finalidad de separar del syngas húmedo el vapor de agua, dando como resultado el syngas generado en base seca.

#### 6.3.4. Descripción del modelo en ASPEN PLUS

Se considera la entrada en el modelo PROCESO DE GASIFICACIÓN de biomasa seca DRYBIOM, en el bloque de ASPEN RYIELD “DECOMP”, en el cual se descompone el combustible en sus elementos constituyentes (corriente INGASIFY), liberando en esta fase una cantidad de calor que es dirigida hasta el reactor “GASIFY”.

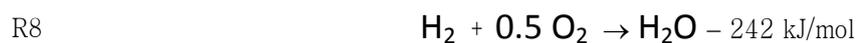
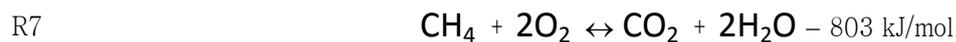
GASIFY es un bloque del tipo RGIBBS, en el que se modeliza la gasificación de acuerdo al equilibrio químico de las reacciones que suceden minimizando la

energía libre de Gibbs. En el reactor “GASIFY”, se mezclan los elementos constituyentes de la biomasa, con el agente gasificante. Las reacciones que tendrán lugar de acuerdo al proceso de gasificación, con predominancia de unas o otras según las condiciones de operación, son las siguientes:

#### REACCIONES DEL CHAR O DE GASIFICACIÓN



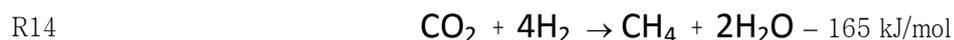
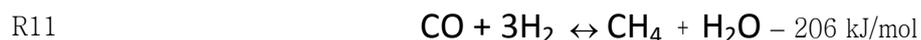
#### REACCIONES DE OXIDACIÓN



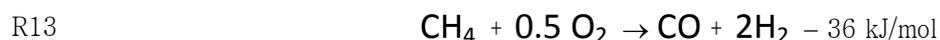
#### REACCIÓN SHIFT



#### REACCIONES DE METANIZACIÓN



#### REACCIONES DE VAPOR



*Tabla 25 Principales reacciones del proceso de gasificación a 25 ° C.*

Los productos resultantes de las reacciones ocurridas en “GASIFY”, son separadas en el bloque SSPLIT “SEPARATE”, entre el syngas (corriente WETGASES) y las cenizas (corriente SOLIDS). A continuación, los gases son separados del agua en otro bloque SEP “H<sub>2</sub>O-GAS”, resultando en la corriente GASES, el syngas generado en el proceso.

### 6.3.5. Parámetros del Modelo 0

En el Diagrama de Proceso, se reflejan los siguientes parámetros, según orden de aparición en la leyenda del mismo:

- Temperatura en °C
- Presión en bar
- Flujo másico en kg/h

El modelo de partida o modelo 0, se ha configurado de acuerdo a los siguientes datos de partida:

- Biomasa seca en flujo másico de entrada de 100 kg/h, alimentada a 25 °C y presión atmosférica.
- Agente gasificante vapor de agua, en flujo másico de entrada de 100 kg/h, alimentado a 400 °C y presión atmosférica.
- Consecuentemente, Ratio de Agente Gasificante/ Biomasa de valor 1.

Serrín de madera	
Humedad	6.11
<b>Análisis Inmediato wt% base húmeda</b>	
Materia Volátil	74.60
Carbono Fijo	15.82
Cenizas	3.47
<b>Análisis Elemental wt% base húmeda</b>	
C	45.76
H	6.74
O	47.42
N	0.07
S	0.00
Cenizas	3.47
<b>Poder Calorífico Inferior (kJ/kg) base húmeda</b>	
PCI	15.28

Tabla 26 Análisis inmediato y elemental del serrín de madera

Tabla 27

- Operación del gasificador a presión atmosférica y temperatura de 700 °C.
- Tipo de biomasa: serrín con la caracterización de Análisis Inmediato y Elemental que se muestra en la Tabla 26.

### 6.3.6. Variantes de simulación del modelo del PROCESO DE GASIFICACIÓN

En el modelo se simulan los resultados del PROCESO DE GASIFICACIÓN, aplicando siguientes variantes:

1. **Temperatura del Gasificador:** se variará desde 600 °C a 1050 °C. La temperatura del proceso de gasificación es de los parámetros más importantes en la conversión simulada. Se analizará como varía la composición del syngas según la temperatura, sin olvidar que existen temperaturas mínimas necesarias para que se tengan rendimientos adecuados de conversión del char en syngas, así como máximas que no se deben superar por los problemas de sinterización u otros ya comentados anteriormente.
2. **Presión del Gasificador:** se variará desde 1 a 33 bar, para cotejar los efectos de este parámetro frente a la composición del syngas generado, y con ello de su poder calorífico inferior. No habría que descuidar el hecho de que gasificar a presiones superiores a la atmosférica, supone importantes aumentos de las inversiones a llevar a cabo en las construcciones de la plantas de gasificación.

3. **Tipo de biomasa:** se simula el proceso de gasificación con combustibles biomásicos diferentes. Es muy importante el evaluar cuales son las consecuencias en el syngas generado de la posible variación en el combustible biomásico de entrada al proceso de gasificación. Hay que matizar que se tienen en cuenta en la simulación la caracterización química de la biomasa y no sus características físicas o de otra índole.
4. **Ratio de agente gasificante/ biomasa (kg agente gasificante/kg biomasa):** se simula la sensibilidad de estos ratios entre 0,1 y 1,8; en primer lugar se lleva a cabo esta simulación para el agente gasificante vapor correspondiente al modelo 0. Es importante encontrar el óptimo de este ratio, ya que valores inferiores llevarán a que no se genera la energía necesaria para que se alcancen rendimientos importantes de gasificación, mientras que ratios demasiado altos llevarán al proceso a aproximarse a un proceso de combustión completa, a costa de quemar compuestos del syngas, reduciendo por lo tanto la cantidad de syngas generado.
5. **Agente Gasificante:** se simula el proceso de gasificación con los siguientes agentes gasificantes: aire, vapor, oxígeno, dióxido de carbono y mezclas de aire-vapor. Se varía a la par los ratios de agente gasificante/ biomasa desde 0,1 hasta 1,8, ya que en función del agente gasificante, los ratios óptimos varían. Existen diferencias importantes en el poder calorífico inferior del syngas que se genera en función del agente gasificante utilizado, así como importantes diferencias de los costes de los mismos, por lo que deben analizarse las diferentes composiciones de syngas obtenido con cada agente gasificante, para analizar cuál es el más conveniente en cada caso.

## 6.4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN

Se muestra a continuación la discusión de los resultados obtenidos, partiendo del modelo 0 o de partida, a partir del cual, se realizaron las variantes expuestas en el apartado anterior.

### 6.4.1. Resultados del modelo 0 de partida

En el modelo 0 de partida, con vapor como agente gasificante, y reacciones en el gasificador a 700 ° C y presión atmosférica, las fracciones volumétricas estándar de los principales componentes del syngas generado son las siguientes:

CO	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
0.1894	0.6102	0.1954	0.0046

Tabla 28 Resultados en fracción volumétrica estándar del syngas del modelo 0

Donde se puede observar el alto valor de hidrógeno H<sub>2</sub> (61,02%) generado atribuido a la reacción “water shift reaction” y a las “steam reforming reactions”, seguido de CO<sub>2</sub> (19,54%) y CO (18,95%). Que el valor de CH<sub>4</sub> (0,47%) sea bajo se debe a que ha sido consumido en las citadas “steam reforming reactions”.

R2 (Water Gas)



R12



R13



Según la composición del syngas generado, el valor del poder calorífico inferior (PCI) de este asciende a 9,08 MJ/m<sup>3</sup>.N.

Los resultados en detalle obtenidos en el modelo 0 se muestran en la siguiente tabla:

	DRYBIOM	GASES	STEAM	WETGASES
Temperature C	25	700	400	700
Pressure kg/sqcm	1.02	1.02	1.034	1.034
Mass VFrac	0	1	1	1
Mass SFrac	1	0	0	0
*** ALL PHASES ***				
Mass Flow kg/hr	100	134.584	100	196.526
Volume Flow cum/hr	0.08	715.523	306.522	980.457
Enthalpy MMkcal/hr	0.056	-0.16	-0.303	-0.338
Density gm/cc	1.256	< 0.001	< 0.001	< 0.001
Mass Flow kg/hr				
H <sub>2</sub> O			100	61.943
N <sub>2</sub>		0.056		0.056
O <sub>2</sub>				
NO <sub>2</sub>				
NO				
S				
H <sub>2</sub>		10.878		10.878
CL <sub>2</sub>				
HCL				
C				
CO		46.931		46.931
CO <sub>2</sub>		76.054		76.054
CH <sub>4</sub>		0.663		0.663
BIOMASS	100			
ASH				

Tabla 29 Resultados de las corrientes principales del modelo 0

#### 6.4.2. Efecto de la Temperatura del Gasificador

La temperatura de reacción es uno de los parámetros más importantes. Según Enami et al [197] es el parámetro más significativo en la gasificación.

Los resultados obtenidos en la simulación, variando el modelo 0 de partida desde 600 a 1050 °C, son los que aparecen en el siguiente gráfico, donde se observa un máximo de fracción de volumen de H<sub>2</sub> en torno a 700 ° C y el aumento de la fracción en volumen de CO con el aumento de temperatura. El aumento de CO se debería al predominio de las reacciones Boudouard y wáter gas reaction, las cuales requieren de aporte de energía, por lo tanto de mayor temperatura.

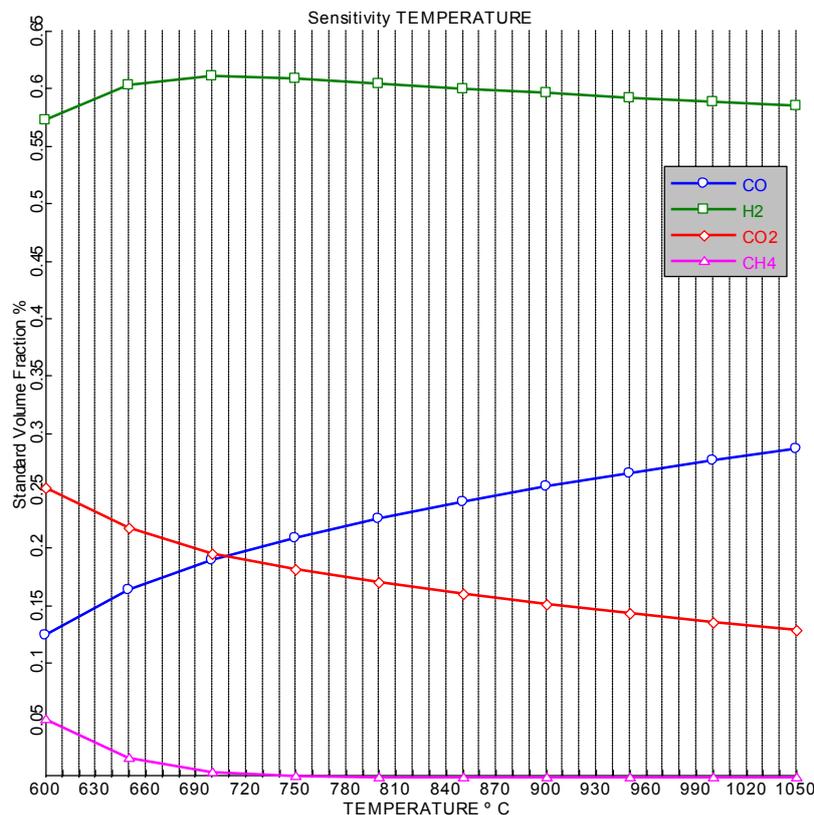
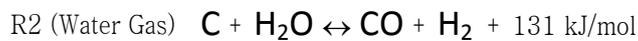
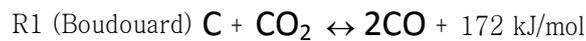


Figura 61. Variación de la composición del syngas con la temperatura, con agente gasificante vapor.

Los resultados de la simulación coinciden con varios autores en el hecho de que al aumentar la temperatura, se aumenta la concentración de CO y H<sub>2</sub> del

syngas, y se reduce la de  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$  [197, 198]. Se detallan a continuación algunos ejemplos de casos concretos reales:

Un **reactor downdraft** alimentado con serrín y con vapor como agente gasificante, con objetivo principal la producción de  $\text{H}_2$  para alimentar una célula de combustible SOFC, fue configurado para operar entre 750 y 1150 °C, a presión atmosférica, según Abuadala [78].

En un **reactor de lecho fluidizado burbujeante** con vapor (utilizado éste como agente gasificante y fluidizador), al aumentar la temperatura de reacción manteniendo la relación de vapor/biomasa constantes, se incrementan los contenidos en  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}$  del syngas generado, disminuyendo los contenidos en  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$ , siendo este hecho variable según los tipos de biomasa utilizados. Este fenómeno fue observado experimentalmente y luego modelizado en el rango de temperaturas de 650 °C a 800 °C con una tendencia constante [179].

En un **reactor de lecho fluidizado con aporte de calor indirecto o externo y vapor como agente gasificante**, se comprobó como el aumento de temperaturas desde 750 a 840 °C permitía una importante reducción de alquitranes en el syngas generado, así como un syngas de mayor contenido en  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}$ , disminuyendo sus contenidos en  $\text{CH}_4$  y  $\text{CO}_2$  [181].

En un reactor de **lecho arrastrado** las temperaturas son más altas, pudiendo estar en torno a los 1300-1500 °C. Con el aumento de la temperatura del reactor, se incrementan los contenidos de  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}$  y disminuyen los contenidos en  $\text{CO}_2$  y  $\text{CH}_4$  del syngas generado [170]. Este hecho es importante, ya que el  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}$  son los componentes del syngas más determinantes en su calidad. El aumento de temperatura mejora la calidad del syngas.

Todos los autores expuestos coinciden con los resultados obtenidos en la simulación llevada a cabo. Una línea de investigación a continuar sería estudiar

como mejora la calidad del syngas en cuanto a tars y otras partículas por efecto de la temperatura en el proceso de gasificación.

El PCI del syngas generado en función de la temperatura, evoluciona según se muestra a continuación, de acuerdo a los componentes del syngas, aumentando de forma importante según aumenta la temperatura. Las limitaciones de estas temperaturas están en:

- **Operar a temperaturas bajas:** Disminuir la temperatura deriva en una menor conversión del char (disminuyendo la eficiencia del proceso) y una mayor concentración de tars en el syngas generado (limita su uso en ciertos equipos de conversión eléctrica) [199].
- 
- **Operar a altas temperaturas:** Sobrepasar ciertas temperaturas, dependiendo del tipo de combustible, puede derivar en problemas de aglomeración y sinterización de cenizas. Los principales problemas derivados del proceso de gasificación tienen que ver con la temperatura. Si ésta aumenta mucho, pueden darse problemas de sinterización, aglomeración, erosión y corrosión. Los metales alcalinos como el potasio, pueden dar lugar a silicatos alcalinos y sulfatos, que tienen puntos de fusión incluso por debajo de los 700 °C, pudiendo quedar adheridos a las paredes del reactor formando depósitos que disminuyen la eficiencia del proceso. Además, la presencia de estos compuestos en el syngas puede causar problemas similares en los equipos de conversión a energía eléctrica que reciban el gas generado [101].

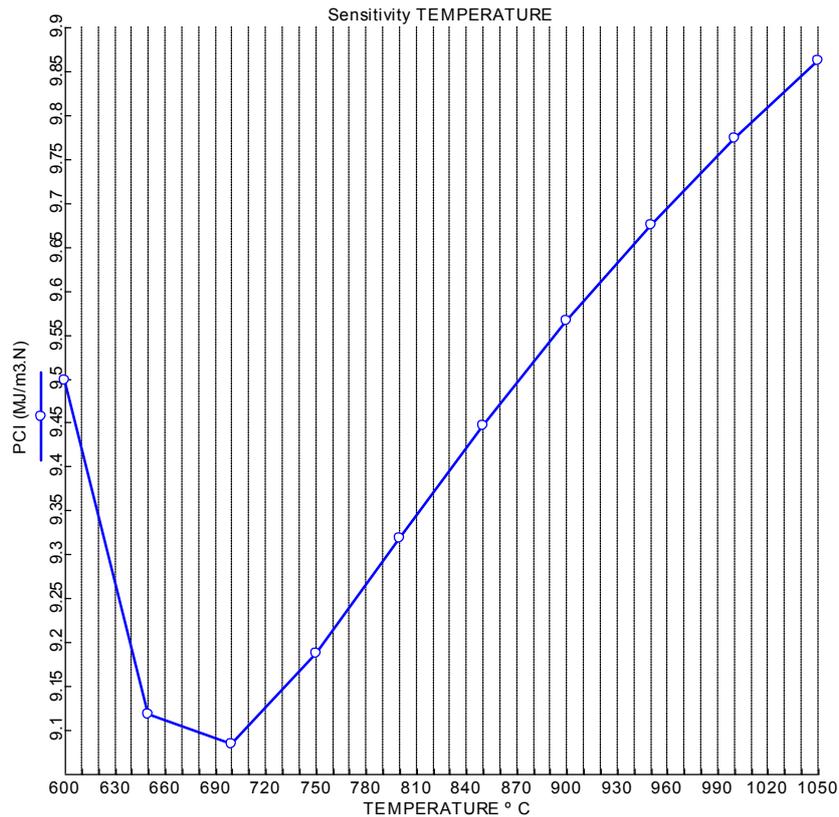


Figura 62. Variación del poder calorífico inferior del syngas con la temperatura, con agente gasificante vapor.

### 6.4.3. Efecto de la Presión del Gasificador

Según la presión utilizada, se habla de dos tipos de procesos de gasificación: a **presión atmosférica o presurizados** (a presiones superiores). Estos últimos son más eficientes, pero también implican costes de inversión más elevados.

Al aumentar la presión de operación de los gasificadores, se reduce la cantidad de char y de tar del syngas generado. Además, el syngas se obtiene ya presurizado para posteriores aprovechamientos en equipos de conversión final, como motores o turbinas [101].

Según Klimantos et al., los **sistemas de gasificación con ciclo combinado**, basados en ciclos presurizados acoplados a sistemas de limpieza de gases en

caliente, constituyen una de las opciones más prometedoras, alcanzando eficiencias por encima del 40% [131]. Sería deseable una mejor difusión comercial de las turbinas de gas para favorecer este tipo de soluciones.

Los sistemas presurizados son utilizados en plantas de grandes tamaños, pero son antieconómicos a escalas pequeñas [88].

En la simulación llevada a cabo en ASPEN PLUS se ha variado la presión del modelo 0 de partida, desde presión atmosférica hasta 33 bar.

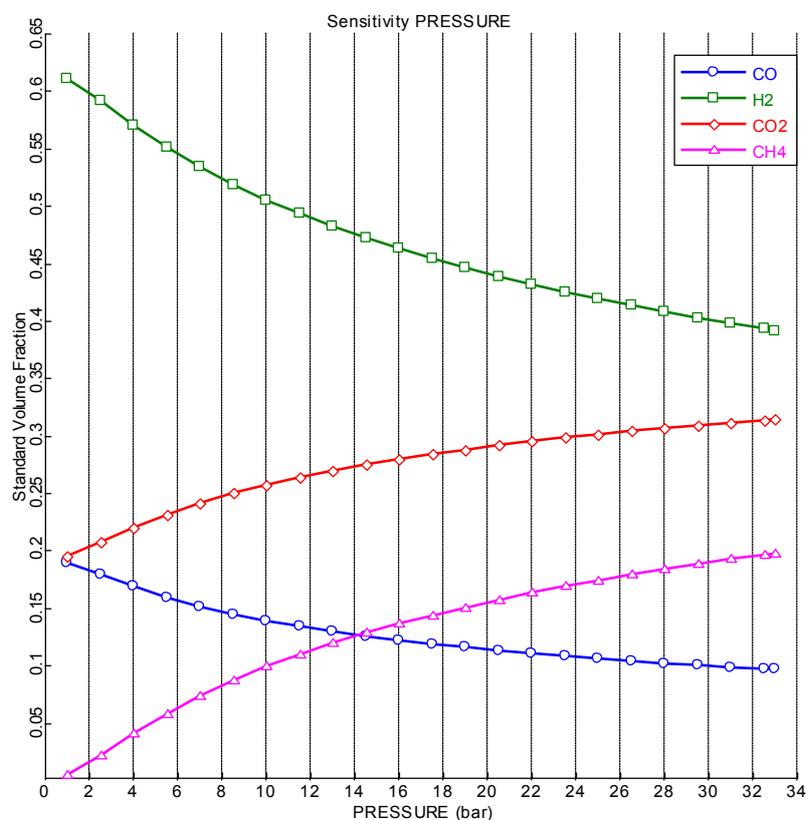
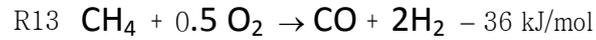
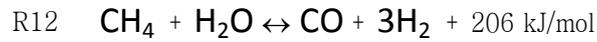
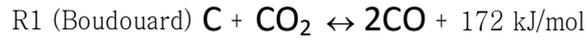


Figura 63. Variación de la composición del syngas con la presión, con agente gasificante vapor.

Se verifica cómo aumenta el contenido de metano con el aumento de la presión, lo cual constituye un importante aporte de energía para el syngas, aunque disminuye el H<sub>2</sub> y el CO. Este hecho se explica debido a que la presión provoca el cambio de sentido de equilibrio de las siguientes reacciones:



El efecto conseguido con el aumento de presión en poder calorífico inferior del syngas se verifica en el siguiente gráfico, donde éste aumenta significativamente hasta los 33 bar.

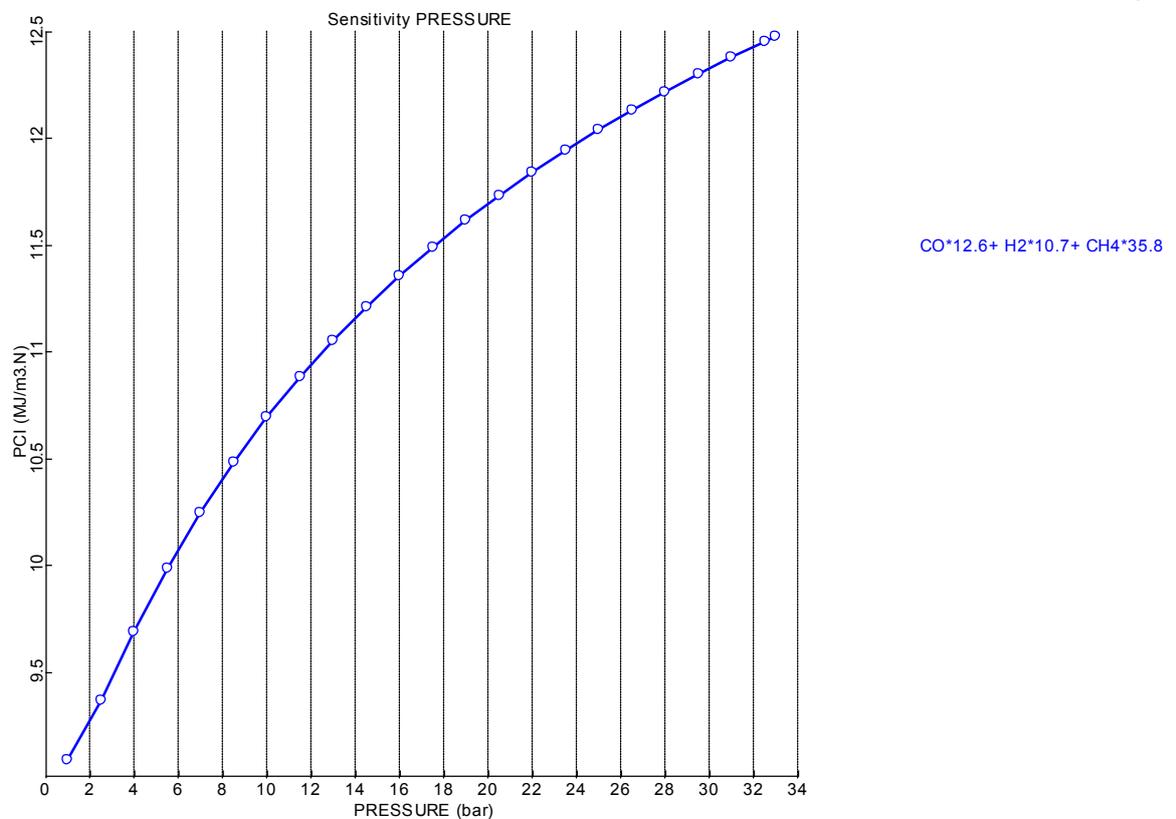


Figura 64. Variación del poder calorífico inferior del syngas con la presión, con agente gasificante vapor.

#### 6.4.4. Efecto del tipo de biomasa

Se afirma en ocasiones que se le presta poca atención a la biomasa que va a ser utilizada en un proceso de gasificación, y que se centra la atención en el diseño

tecnológico de la planta, ajeno al combustible, y que de ello derivan muchos problemas operacionales.

Atendiendo al combustible, la biomasa es una mezcla heterogénea de materia orgánica y, en una menor proporción, de materia inorgánica, incluyendo varias fases sólidas y líquidas con diferentes contenidos.

La diversidad de combustibles biomásicos (residuos agrícolas, cultivos energéticos, residuos forestales, residuos industriales...) hace imprescindible una meticulosa caracterización de los mismos, que influirá directamente en el diseño de la planta de generación eléctrica en la que vayan a ser convertidos energéticamente. Este paso debe ser previo a la elección de la tecnología a emplear para evitar posteriores problemas.

Actualmente se estima necesaria una profundización en el estudio y caracterización de la biomasa aprovechable con fines energéticos, ya que no se tiene el mismo conocimiento de estos combustibles que sobre combustibles fósiles como el carbón [200]. Por ejemplo, algunos biocombustibles como la cáscara de avena, han dado resultados insatisfactorios en procesos de gasificación, produciendo un syngas de muy bajo poder calorífico [201], por lo que no se recomienda su uso en este tipo de procesos.

Vaezi et al [202] desarrollaron un algoritmo numérico que simula la gasificación de 80 tipos de biomasa lo cual permite seleccionar el tipo de combustible biomásico más adecuado para obtener un syngas de una determinadas características en un reactor de lecho móvil/fijo atmosférico.

En la simulación llevada a cabo, se han analizado los efectos de variar en el proceso de gasificación 4 tipos de biomasa incluyendo también el coque como referencia de otro combustible de mayor contenido en carbono, manteniendo constantes el resto de parámetros del modelo 0 de partida. Estos son los datos de análisis elemental e inmediato de las biomásas utilizadas:

	Coque	Paja de trigo	Pino	Olivo	Sarmiento
<b>Humedad</b>	2.00	12.10	8.00	15.00	15.00
<b>Análisis Inmediato wt% base seca</b>					
<b>Materia Volátil</b>	12.40	73.60	76.30	78.1	76.60
<b>Carbono Fijo</b>	87.00	18.50	18.10	18.90	20.70
<b>Cenizas</b>	0.58	7.90	3.00	3.00	2.70
<b>Análisis Elemental wt% base seca</b>					
<b>C</b>	87.70	45.60	47.20	49.80	49.00
<b>H</b>	2.80	5.70	5.70	6.00	5.70
<b>O</b>	8.40	40.00	39.20	40.40	41.80
<b>N</b>	0.82	0.70	2.20	0.70	0.70
<b>S</b>	0.88	0.09	0.09	0.06	0.05
<b>Cenizas</b>	46.50	7.90	5.60	3.00	2.70
<b>Poder Calorífico Inferior (kJ/kg) base húmeda</b>					
<b>PCI</b>	15.11	14.47	16.36	15.78	15.18

Tabla 30 Análisis inmediato y elemental de las biomásas simuladas

Los resultados del syngas obtenido en fracción de volumen estándar de sus componentes principales para cada tipo de biomasa fueron los siguientes:

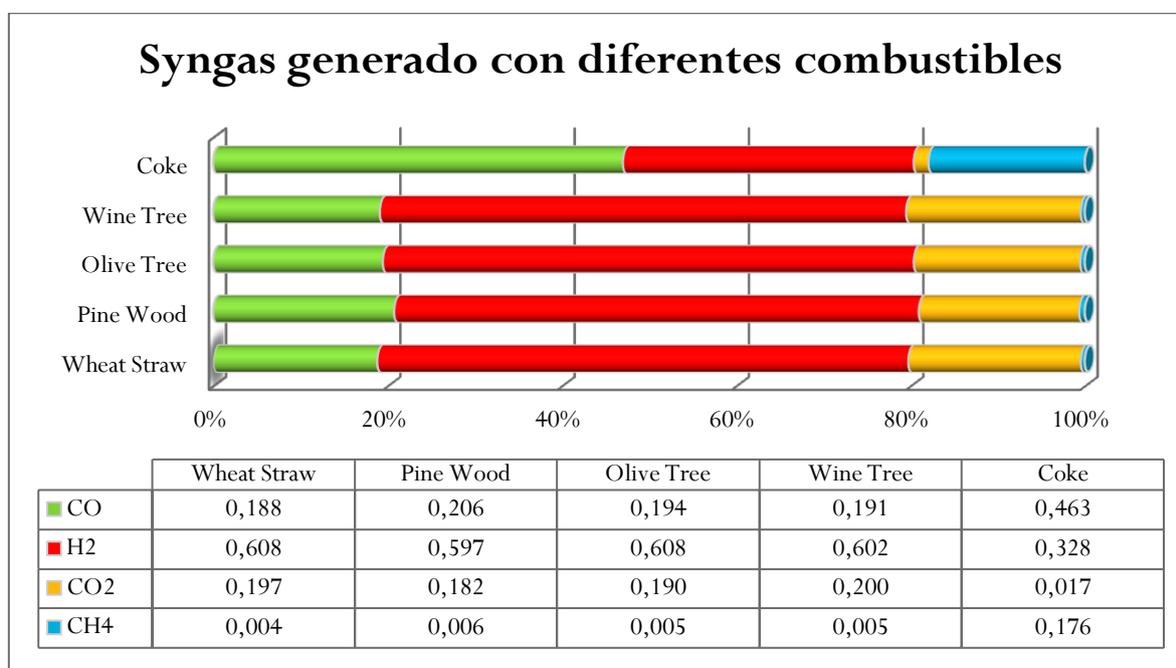


Figura 65. Resultados de composición de syngas según combustible

Se observa cómo los 4 combustibles biomásicos comparados no varían mucho en la composición del syngas generado, y esto es conforme a que sus análisis elementales e inmediatos son similares, a pesar de ser biomásas diferentes. El contenido de  $\text{CH}_4$  es el menor de los 4 gases analizados. Por referenciar, se ha incluido simulación del syngas generado por el coque, se observa como aumenta mucho el contenido de CO y  $\text{CH}_4$  disminuyendo de forma importante el  $\text{H}_2$ .

El PCI del syngas generado con cada combustible analizado se presenta en la siguiente tabla:

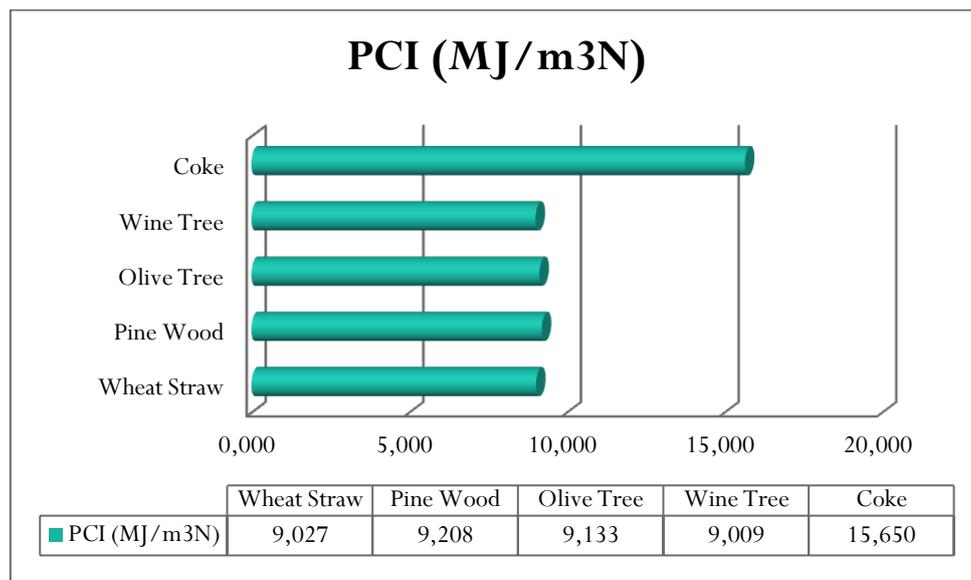


Figura 66. Resultados de PCI según combustible

Se comprueba como el poder calorífico inferior PCI (MJ/m<sup>3</sup>.N) de cada syngas generado según combustible biomásico varía desde 9,00 hasta 9,20 MJ/m<sup>3</sup>.N, por lo que se puede concluir que son bastante similares. En comparación con el syngas generado con coque, que alcanza el valor de 15,65 MJ/m<sup>3</sup>.N.

### 6.4.5. Efecto del Ratio agente gasificante-biomasa

El ratio agente gasificante es la relación entre el agente gasificante y la biomasa que alimentan el reactor (kg gasificante/kg biomasa).

En la simulación llevada a cabo, partiendo del modelo 0, se ha modificado el ratio agente gasificante (vapor)/biomasa desde el valor de 0,09 hasta 1,79, siendo estos los resultados obtenidos:

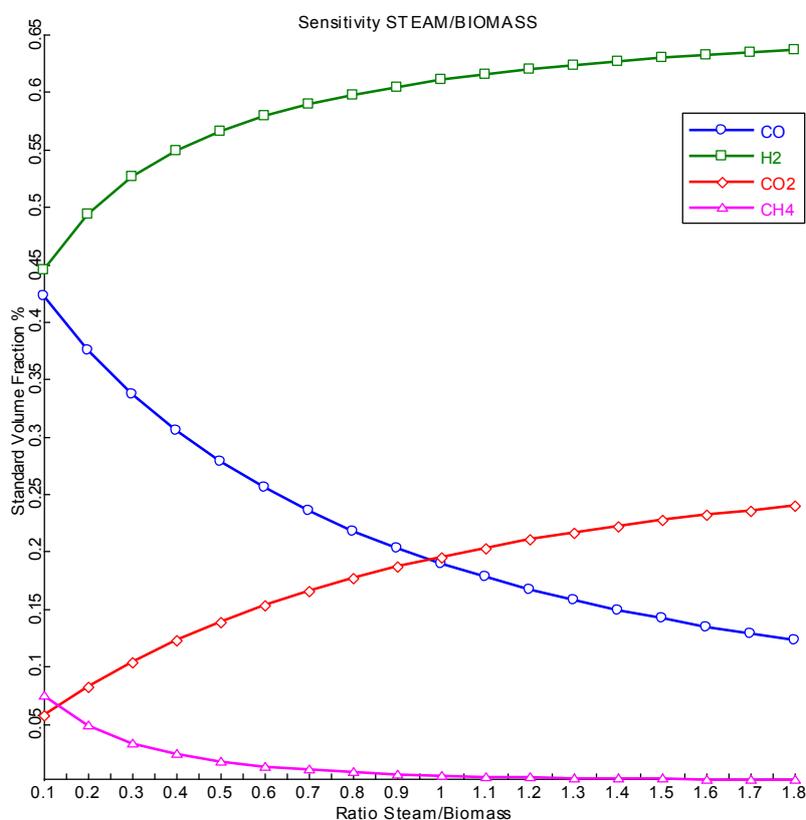


Figura 67. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con vapor

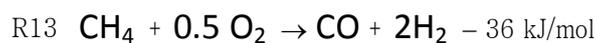
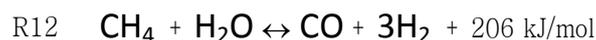
Se observa como aumenta el contenido en H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> conforme lo hace el ratio vapor/biomasa, mientras que disminuye el contenido de CO y CH<sub>4</sub>.

En **gasificadores de lecho fluidizado interconectados**, donde la gasificación y la combustión se llevan a cabo de forma separada, se ha demostrado que existe

un valor de vapor/biomasa en el que se alcanzan valores máximos de producción de H<sub>2</sub> en el syngas generado con valores mínimos de tars generados [180], por lo que este hecho debería estudiarse de manera adicional.

El mismo efecto fue encontrado en **reactor de lecho fluidizado con aporte de calor indirecto o externo**, donde los alquitranes se reducían al aumentar el ratio vapor/biomasa de 0,83 a 1,2, siendo este efecto más pronunciado conforme aumentaban las temperaturas [181]. Se conseguía además un syngas de mayor contenido en H<sub>2</sub> y CO, disminuyendo sus contenidos en CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>, siendo estos datos coincidentes con los resultados obtenidos en la simulación.

En un Sistema de Gasificación de Lecho Fluido de Circulación Externa, Zou et al [183] demostraron experimentalmente que el ratio vapor/biomasa óptimo era de 1,2, obteniendo 35 % de H<sub>2</sub> y 12% de CO. Según experimentaron Hernández et al [178] en lechos arrastrados, un aumento del ratio S/B promueve la reacción “CH<sub>4</sub> steam reforming” y la reacción WGS (water-gas shift).



#### 6.4.6. Efecto de los agentes gasificantes

Entre los agentes gasificantes, el aire es el más utilizado por su economía. Con aire se obtiene un syngas de menor poder calorífico, debido principalmente a su alto contenido en N<sub>2</sub> [101]. El vapor como agente gasificante produce un syngas de poder calorífico medio y sus costes son intermedios entre el aire y el oxígeno. El oxígeno es el agente gasificante necesario para las aplicaciones más

avanzadas y el de mayor coste [88]. También es posible utilizar CO<sub>2</sub> como agente gasificante o una mezcla de todos los anteriores [101].

En la simulación llevada a cabo, se ha realizado en primer término, un análisis de lo que variaba la simulación del modelo 0 de partida al cambiar el agente gasificante de vapor a los que aparecen a continuación, obteniendo los resultados que se muestran, variando en todos ellos el ratio agente gasificante/biomasa desde 0,1 a 1,8.

## Aire

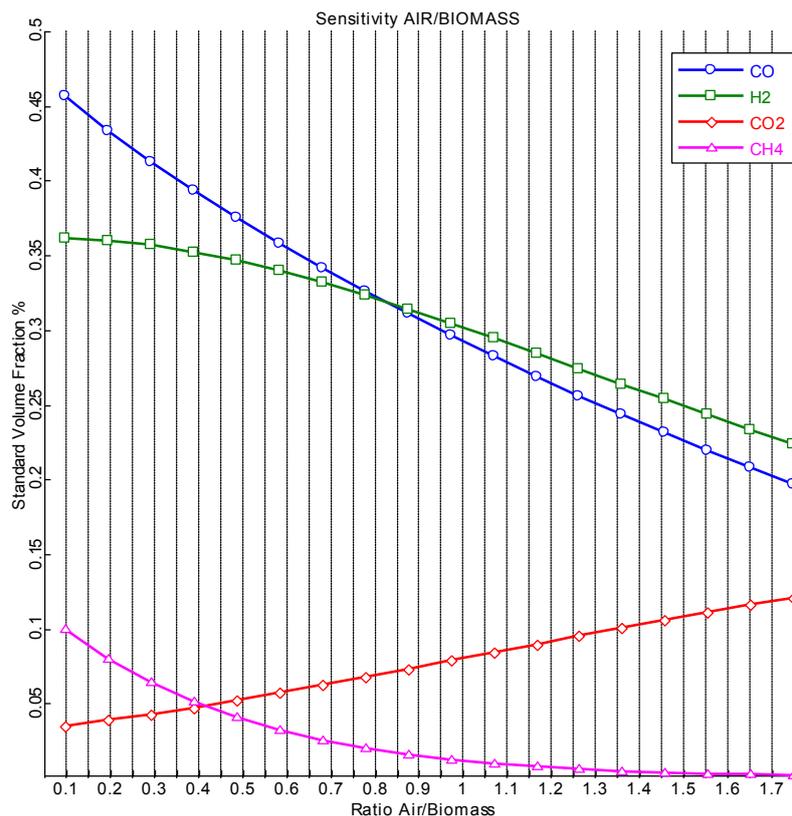


Figura 68. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con aire

En relación al caso del Modelo 0 que utiliza vapor como agente gasificante, se observa que el H<sub>2</sub> cae bruscamente con el aumento del ratio aire/biomasa, lo que va provocar que el syngas generado con aire tenga un poder calorífico inferior menor. El resto de componentes del syngas CO<sub>2</sub>, CO y CH<sub>4</sub> muestran tendencias similares al caso vapor como agente gasificante. Por lo tanto, la principal diferencia entre gasificar con aire y vapor, es que con el vapor se potencia la generación de hidrógeno.

## Oxígeno

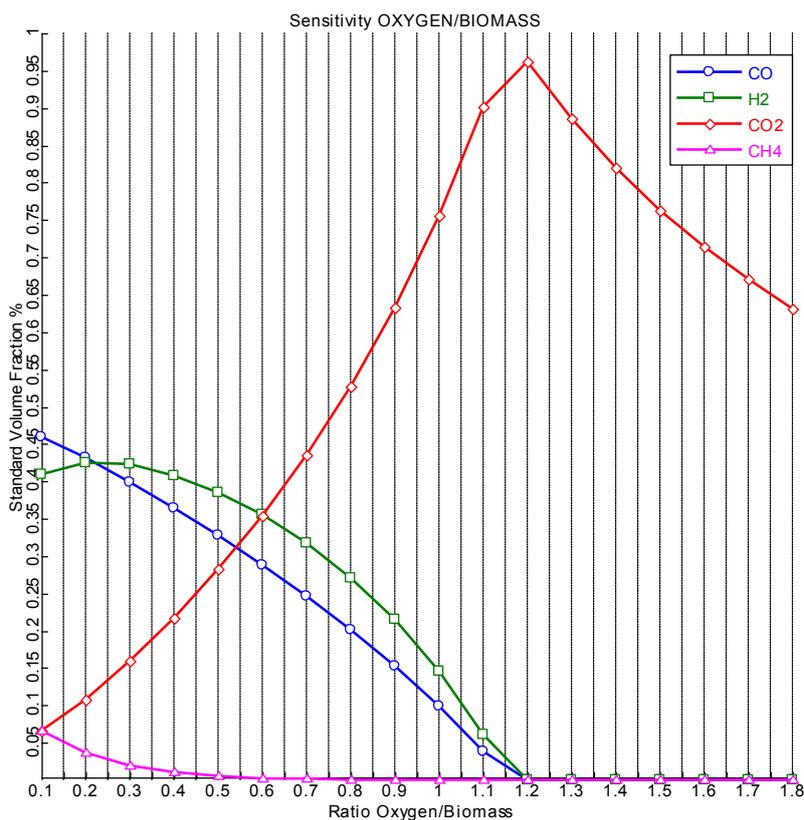


Figura 69. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con oxígeno

Se evidencia según los resultados obtenidos para el oxígeno como agente gasificante, como aumenta de forma importante el  $\text{CO}_2$  disminuyendo  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$  y  $\text{CH}_4$ , llegando al ratio 1,2, que se correspondería con la combustión completa de la biomasa, donde no existen gases inquemados. Es decir, con oxígeno como gasificante habría que trabajar con ratios pequeños donde es alta la fracción en volumen de  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}$  (entre 0,2 y 0,3), que son los principales portadores de la energía del syngas generado. En **gasificadores de lecho arrastrado**, con oxígeno como agente gasificante, se recomiendan valores de 0,4 en el ratio oxígeno-biomasa [170].

$\text{CO}_2$

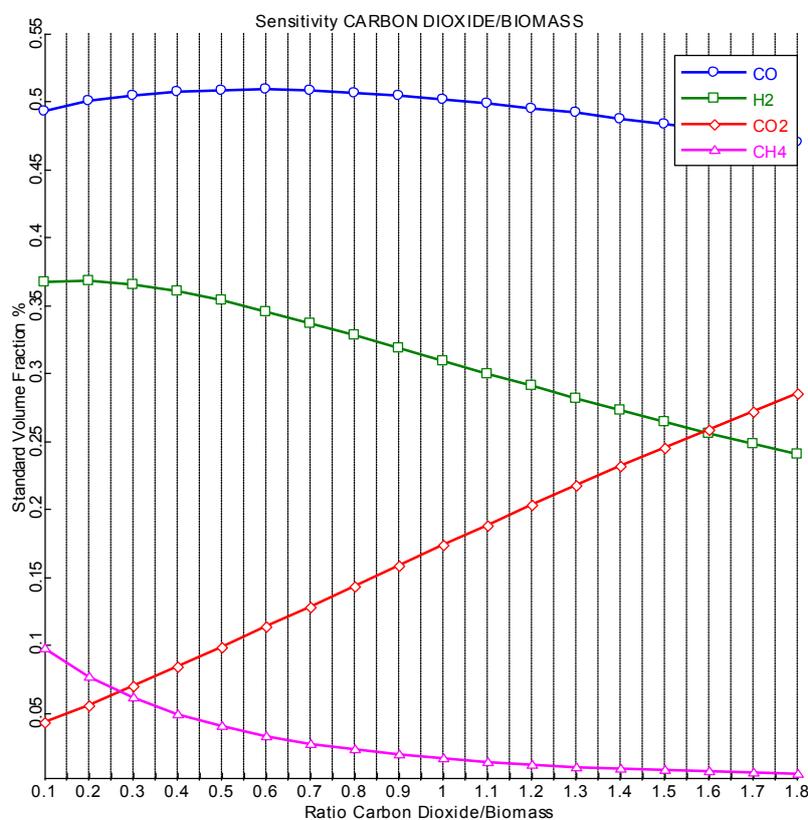
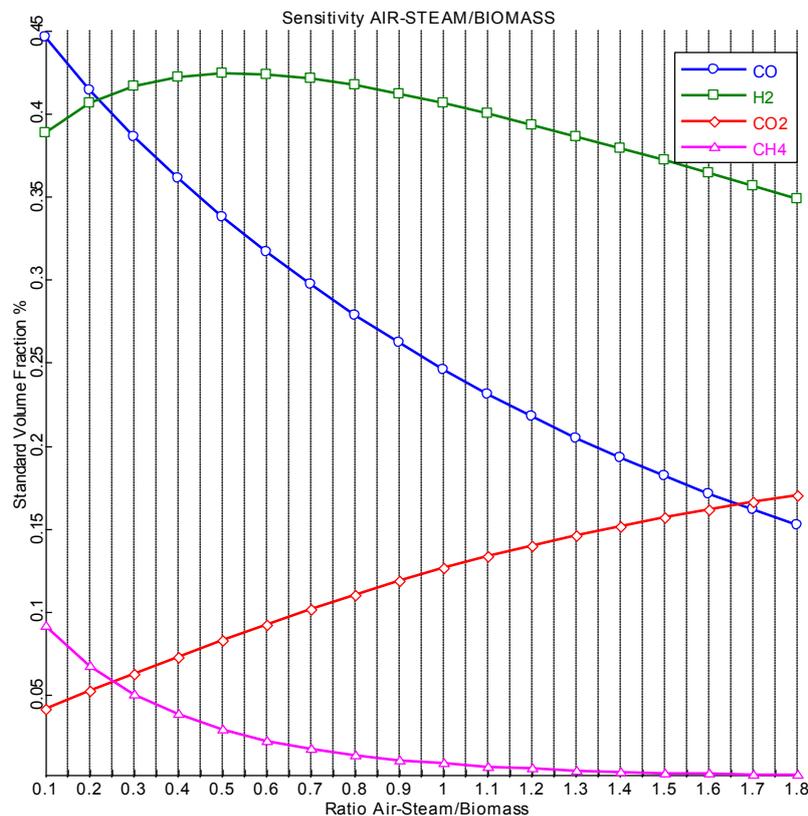


Figura 70. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con  $\text{CO}_2$

El crecimiento del CO<sub>2</sub> con ratio CO<sub>2</sub>/Biomasa es lineal para este agente gasificante. Debido al contenido en carbono del CO<sub>2</sub>, se observa como se mantiene más constante la fracción en volumen de CO en el syngas generado con un máximo en torno al ratio 0,7. Las caídas en el H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> se mantienen de forma similar al caso de agente gasificante con aire.

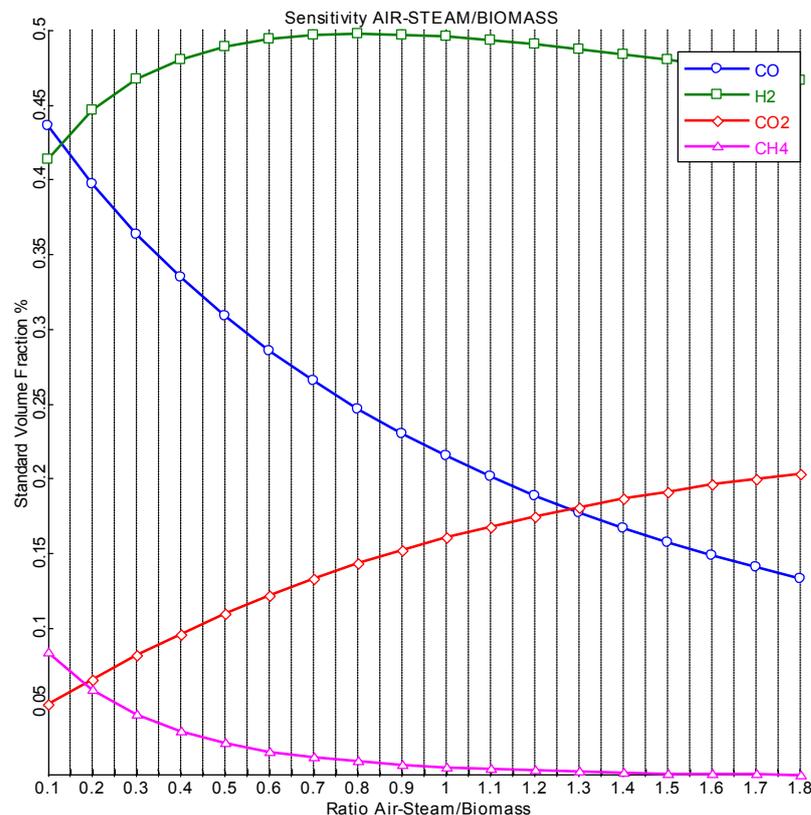
*Mezcla de aire y vapor, fracción molar de 0,6 y 0,4 respectivamente*



*Figura 71. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con aire-vapor (60-40% molar)*

En relación al modelo 0, con vapor como agente gasificante, la principal diferencia observada es la caída más fuerte de la fracción en volumen de H<sub>2</sub> (en el caso vapor su tendencia era de aumento), teniendo éste un máximo en torno a 0,5 de ratio. El resto de tendencias es muy similar para el CO, CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> respecto a los resultados obtenidos en el modelo 0.

*Mezcla de aire y vapor, fracción molar de 0,3 y 0,7 respectivamente*



*Figura 72. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con aire-vapor (30-70% molar)*

Con el aumento de vapor en el agente gasificante aire-vapor, se consiguen aproximar los resultados obtenidos a los del modelo 0, suavizando de forma importante la caída de la fracción de volumen de  $H_2$  con el aumento del ratio de agente gasificante/biomasa. Lo cual indica que el vapor es muy adecuado para producción de  $H_2$  aun en ratios elevados. La producción de  $H_2$  presenta un máximo para un ratio en torno a 0,7. El resto de componentes  $CO$ ,  $CO_2$  y  $CH_4$  mantienen tendencias similares al caso anterior. La producción de  $H_2$  es más sensible a los cambios de ratio gasificante/biomasa cuando el aire está presente [178].

El efecto de mezclar vapor con aire fue estudiado por Hernández et al [178] en un gasificador de lecho arrastrado. Los resultados obtenidos muestran que hay un intervalo óptimo de vapor en la mezcla con aire (40% aire-60%vapor; fracción molar), para el cual se obtiene la mayor eficiencia del proceso.

Es de destacar, que con el aumento de los ratios de agente gasificante sobre la cantidad de biomasa gasificada disminuye el poder calorífico inferior del syngas generado. Por ejemplo, con aire como agente gasificante si se inyecta más aire para regular la temperatura de gasificación, con la entrada de nuevo oxígeno se combustionan parte de los tars y gases combustibles, disminuyendo el poder calorífico del syngas (tal como se observa en la siguiente figura). Además la presencia de más cantidad de nitrógeno diluido es una razón para que el poder calorífico sea inferior. Las mismas tendencias en cuanto al PCI frente al ratio agente gasificante/biomasa se repiten para el resto de gasificantes analizados.

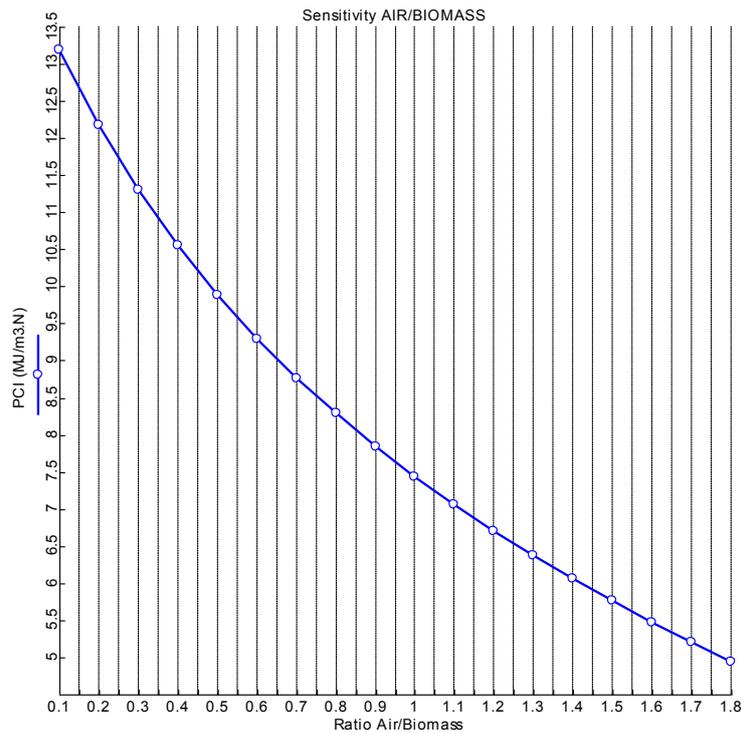
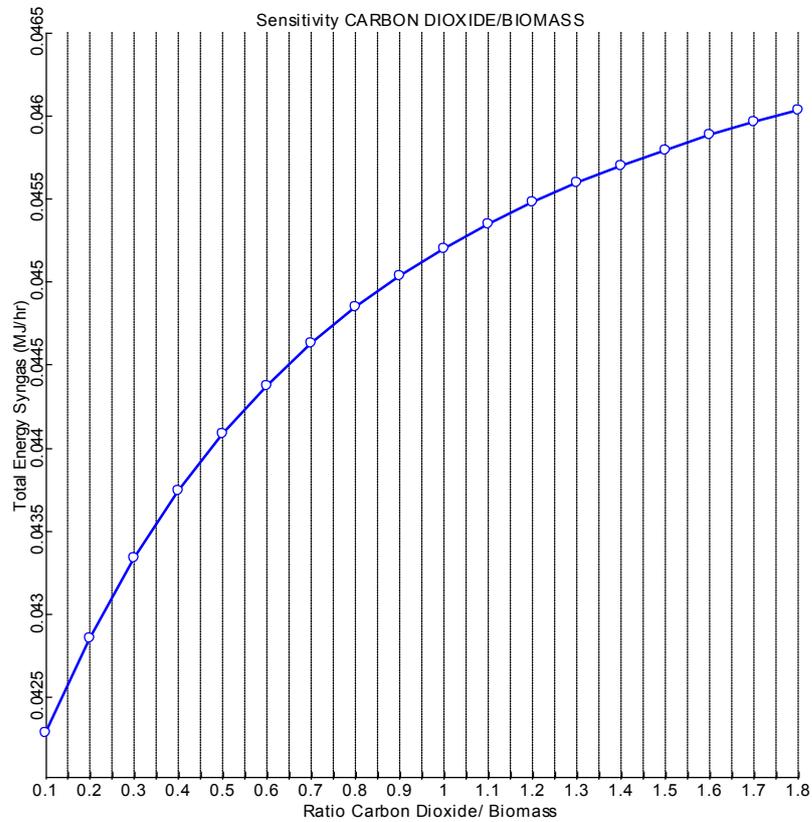


Figura 73. Variación del PCI del syngas con el ratio gasificante/biomasa con aire

Sin embargo, **al aumentar los ratios de agente gasificante sobre la biomasa, también aumenta el flujo másico de syngas generado aun con un PCI menor.** Por lo tanto, totalizando la energía contenida en el syngas, los resultados según cada agente gasificante son de disminución conforme aumenta el ratio agente gasificante/biomasa, salvo en los siguientes casos:

## CO<sub>2</sub>

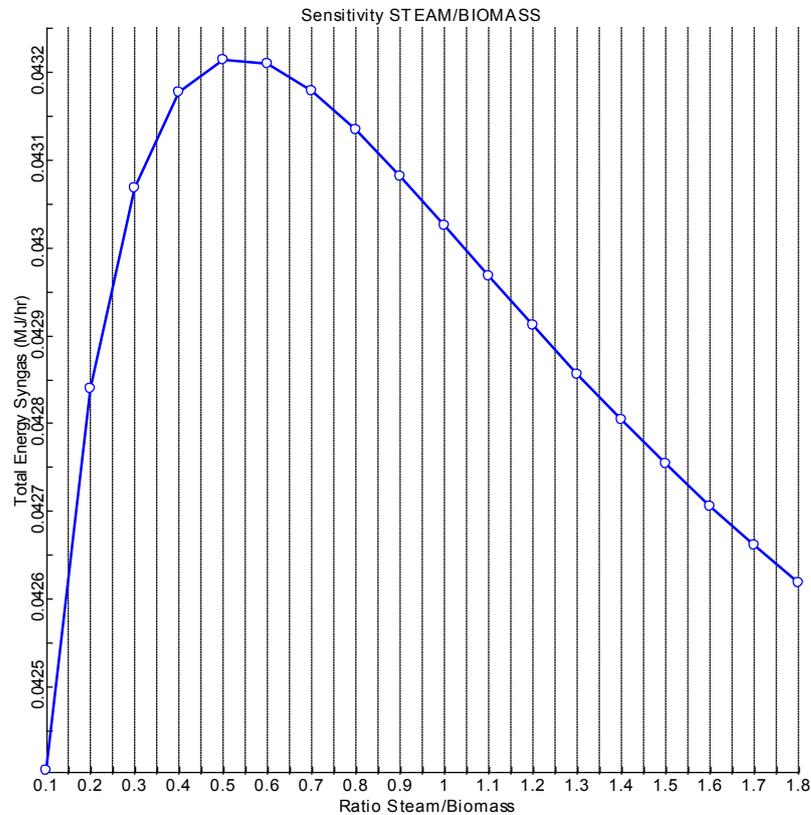


SYNGAS\*3 600\*(CO\*

Figura 74. Variación de la energía contenida en el syngas (MJ/hr) con el ratio gasificante/biomasa con CO<sub>2</sub>

Con CO<sub>2</sub> como agente gasificante, al aumentar el ratio CO<sub>2</sub>/biomasa, aumenta la cantidad de energía portada por el syngas generado.

## Vapor



SYNGAS\*3 600\*(

Figura 75. Variación de la energía contenida en el syngas (MJ/hr) con el ratio gasificante/biomasa con vapor

Se observa cómo existe un máximo de energía portada por el syngas generado para un ratio vapor/biomasa de entre 0,5 y 0,6, lo cual coincide con lo señalado por la mayor parte de autores para este parámetro [203, 204].

## Mezcla de aire y vapor, fracción molar de 0,3 y 0,7 respectivamente

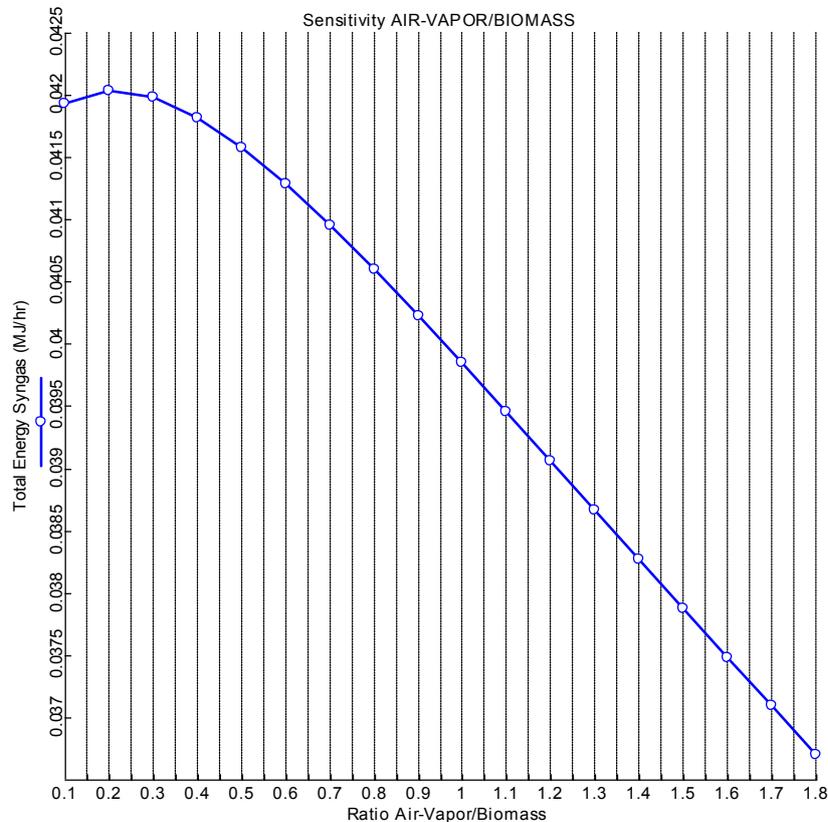


Figura 76. Variación de la energía contenida en el syngas (MJ/hr) con el ratio gasificante/biomasa con aire-vapor (30-70% molar)

Se observa como existe un máximo de energía portada por el syngas generado para un ratio agente gasificante/biomasa de entre 0,20-0,25.

Hay que hacer constar que con la mezcla de aire-vapor de fracción molar 0,6 y 0,4 respectivamente, no existe ningún ratio agente gasificante/biomasa en el que se produzca un máximo de energía portada por el syngas generado. De la misma forma, entre gasificantes situados con proporciones entre la relación anterior de mezcla aire-vapor (0,3-0,7 molar respectivamente) y solo vapor, existen máximos de energía portada por el syngas con ratios gasificante/biomasa comprendidos entre 0,2 y 0,6 aproximadamente.

Podemos establecer como conclusión de este apartado que debe tenerse en cuenta en función del agente gasificante, no sólo los componentes del syngas generado sino también la energía portada por este, contemplando como parámetros tanto el PCI como el flujo volumétrico.

## 6.5. CONCLUSIONES

Como consecuencia de las simulaciones llevadas a cabo se establecen las siguientes conclusiones:

- Según el modelo 0 simulado, el vapor es un buen agente gasificante cuando se pretende que el componente predominante en el syngas sea el H<sub>2</sub>, habiendo conseguido una fracción en volumen estándar del 61%, operando el gasificador a 700 ° C y presión atmosférica.
- El efecto de la temperatura produce un máximo de producción de H<sub>2</sub> en torno a los 700 ° C, y el CO aumenta conforme lo hace la temperatura, disminuyendo las fracciones de volumen estándar de CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>.
- Aumenta la producción de metano cuando aumenta la presión desde 1 a 33 bar, debido al cambio de sentido de equilibrio de algunas reacciones como las reacciones de reforma del vapor. También aumenta la fracción de volumen estándar de CO<sub>2</sub>, disminuyendo las de H<sub>2</sub> y CO. Todo ello deriva en un syngas de un poder calorífico inferior creciente con la presión de operación del gasificador.
- Al simular el proceso de gasificación con 4 combustibles diferentes (cebada de trigo, pino, olivo y vid), se comprueba como el syngas generado es muy similar (con vapor como gasificante), variando desde 9,00 hasta 9,20 MJ/m<sup>3</sup>.N.

- El aumento del ratio vapor/biomasa desde 0,1 hasta 1,8, produce una tendencia de aumento de las fracciones volumétricas de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, y disminuciones de las de CO y CH<sub>4</sub>.
- Al simular el proceso de gasificación con varios agentes gasificantes en ratios variables de 0,1 hasta 1,8, los resultados fueron los siguientes, en relación al vapor como agente gasificante:
  - Con aire cae bruscamente la producción de H<sub>2</sub>, lo cual va a derivar en un syngas de un poder calorífico inferior menor.
  - Con oxígeno, se observa cómo crece de forma exponencial la fracción volumétrica de CO<sub>2</sub>, disminuyendo las de CO y H<sub>2</sub> hasta desaparecer en un ratio de 1,2 (se correspondería a combustión completa). El ratio donde se conseguiría un syngas de poder calorífico inferior máximo sería entre 0,3 y 0,4.
  - El gasificante CO<sub>2</sub>, como aporta carbono al proceso hace que aumente la fracción de CO y que tenga un máximo en torno al ratio de 0,7, disminuyendo de forma importante la cantidad de H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> generado de forma similar al gasificante aire.
  - En los gasificantes de mezcla aire-vapor en distintas fracciones molares, se observa cómo aparecen unos máximos de producción de H<sub>2</sub> en ratios en torno a 0,7 para ambos casos, manteniéndose el resto de fracciones de CO, CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub> similares en tendencias respecto al modelo 0.
- En cuanto a la **energía contenida en el syngas** generado al variar los agentes gasificantes en ratios de 0,1 a 1,8, esta disminuye conforme aumentan los ratios de gasificante/biomasa, salvo para las siguientes excepciones:

- Con  $\text{CO}_2$  como agente gasificante, al aumentar el ratio  $\text{CO}_2/\text{biomasa}$ , aumenta la cantidad de energía portada por el syngas generado.
- En el gasificante *vapor* se observa como existe un máximo de energía portada por el syngas generado para un ratio vapor/biomasa de entre 0,5 y 0,6, lo cual coincide con lo señalado por la mayor parte de autores para este parámetro.
- En el gasificante *Mezcla de aire y vapor, fracción molar de 0,3 y 0,7 respectivamente* se observa como existe un máximo de energía portada por el syngas generado para un ratio vapor/biomasa de entre 0,20 y 0,25.

Por lo tanto, debe tenerse en cuenta en función del agente gasificante, no solo los componentes del syngas generado sino también la energía portada por este, contemplando como parámetros tanto el PCI como el flujo volumétrico.



## Capítulo 7 COMPARATIVA SISTEMAS GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA

### 7.1. INTRODUCCIÓN

Se añade en este capítulo una revisión profunda de los sistemas de generación eléctrica con biomasa para completar todos los aspectos de la generación eléctrica con biomasa. Sobrepasa los límites de esta Tesis Doctoral el estudio y/o simulación de los diferentes sistemas que se exponen, trabajo que queda abierto como línea futura de investigación.

Existe una gran variedad de sistemas de generación eléctrica con biomasa que se pueden configurar atendiendo principalmente a los siguientes factores:

- Tipo de biomasa
- Cantidad de biomasa disponible
- En consecuencia, potencia de la planta según su rendimiento
- Logística de la biomasa, que también influye el tamaño de la planta
- Otros

Con todos estos factores, se llega a una decisión de tecnología óptima a emplear para el procesado de una biomasa concreta.

Este capítulo se centrará, cuando el sistema lo permita, en las posibilidades de generación eléctrica que ofrecen las plantas de una potencia neta de 2 MWe. En primer lugar, es un tamaño de planta que en el marco energético español, es de gran interés, ya que según establece el RD661/2007 [19], 2 MWe son el límite de potencia superior para el grupo más privilegiado en cuanto a primas por régimen especial. En segundo lugar, hay que decir que la cantidad de

biomasa que este tamaño de planta requiere, puede variar entre las 15.000 y 20.000 toneladas año (según tipo de biomasa y tecnología), lo cual es bastante razonable para poder llevar a cabo una logística adecuada en torno a la planta.

Se analizarán pues a continuación todas las posibles configuraciones de sistemas de generación eléctrica de biomasa, y se indicarán rendimientos eléctricos netos de cada una de ellas, además de consideraciones importantes sobre el estado de la tecnología y su fiabilidad e funcionamiento.

La exposición se centrará en técnicas de gasificación y de combustión, aunque no hay que olvidar que otras conversiones en estudio como la pirolisis también permite que se produzcan líquidos para que se quemem en un motor o turbina [82].

Enfatizar que según algunos autores, la co-combustión en plantas de carbón o en calderas industriales, sigue siendo la opción más fiable y rentable económicamente para la generación eléctrica [205]. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la co-combustión puede plantear algunos problemas como [206]:

- Corrosión y deposición debido a la alta alcalinidad de las cenizas
- Fouling
- Producción de ceniza volante que no reúne condiciones para la producción cementera.

Para una planta de 150 MWe en la que se haga co-combustión con un mix de 8% de biomasa de un poder calorífico inferior de 19 MJ/kg y un carbón de 29 MJ/kg [207], con un rendimiento eléctrico neto de la planta de un 40%, el equivalente en plantas de combustión directa de biomasa de 30% de rendimiento es de 8 MWe, con una cantidad de biomasa de 30.600 t/año.

## 7.2. COMBUSTIÓN Y GASIFICACIÓN PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Ante la producción de calor o de energía eléctrica, la cuestión es por qué gasificar un sólido biomásico, para que después este sea combustionado, con las pérdidas energéticas que ello conlleva.

La respuesta está en que los rendimientos en funcionamientos estables del proceso de Gasificación son superiores a la Combustión.

Se ha analizado en los Capítulos 4 y 5 las tecnologías de Combustión y la Gasificación con biomasa, desde el punto de vista del proceso, y se trataron de forma general algunas configuraciones que las plantas de generación eléctrica podrían adoptar al funcionar con uno u otro sistema de conversión.

En el desarrollo de este Capítulo se expondrán las principales configuraciones de los procesos de Combustión y Gasificación con biomasa para generación eléctrica, centrándonos principalmente en los equipos aguas abajo del proceso de conversión energética.

Equipos o sistemas aguas abajo que convertirán en función del proceso principal, calor de la Combustión o syngas de la Gasificación en energía eléctrica.

En función del proceso de conversión energética y los equipos aguas abajo que generarán en su fase última la energía eléctrica quedarán determinados tanto el rendimiento neto de generación eléctrica como los costos de inversión de la planta. Ambos parámetros son clave en el desarrollo de la biomasa como combustible para generación eléctrica.

## 7.3. PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA A TRAVÉS DE LA COMBUSTIÓN DIRECTA

### 7.3.1. Planta Ciclo Rankine Convencional

Tal como se exponía en el capítulo sobre la tecnología de la combustión, la tecnología más ampliamente utilizada para la generación eléctrica a través de la quema directa de combustibles fósiles ha sido la combustión directa acoplada a un ciclo Rankine de potencia. El aprovechamiento de la biomasa para generación eléctrica, comenzó con esta tecnología, por ser la más probada. Hoy en día se sigue considerando como la tecnología de mayor fiabilidad para la generación eléctrica de biomasa, a pesar de que sus rendimientos puedan estar por debajo de la gasificación.

Las principales etapas en rasgos generales de este tipo de sistema, conocidas por todos, son las siguientes:

1. Sistema de alimentación y tratamiento del combustible
2. Combustión en caldera, cediendo la energía a un fluido, normalmente agua.
3. El agua se transforma en vapor y es expansionada en una turbina, cediendo parte de su energía.
4. La energía mecánica de la turbina se transmite eje al alternador que la transforma en energía eléctrica
5. El vapor excedentario de la turbina se conduce a un condensador, donde es transformado en agua para poder ser bombeado de nuevo hacia la caldera.

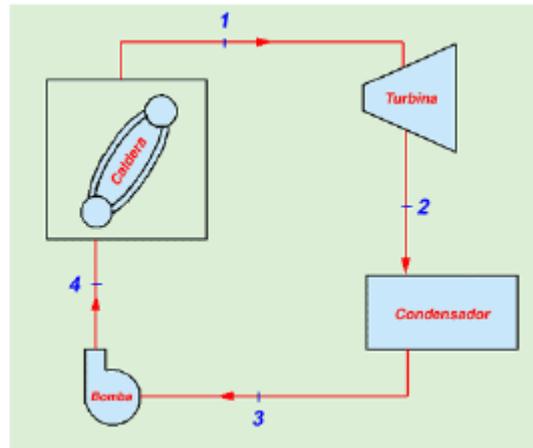


Figura 77. Esquema ciclo Rankine [208]

Las calderas normalmente utilizadas serían calderas de parrillas móviles para este tamaño de plantas (para plantas de mayor potencia se utilizan lechos fluidizados o lechos fluidizados circulantes; [82]) y las turbinas de vapor de condensación.

Los rendimientos típicos de este tipo de plantas para potencias de 2 MWe pueden estar del orden del 22-23%, dependiendo del tipo de tecnología utilizada. Puede alcanzarse un rendimiento del 24% con una turbina MAN, y una caldera de parrillas móviles. Según Bridgwater et al. [82] en el año 1995, los rendimientos de este tipo de plantas para 2 MWe, estaban por debajo del 20%, por lo que se observa cómo la tecnología ha ido evolucionando.

En la siguiente tabla se pueden observar rendimientos de plantas en funcionamiento, que dependen del tipo de tecnología de combustión empleada principalmente:

<b>Autor</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Escala (Mwe)</b>	<b>Rendimiento electrico neto sobre poder calorífico inferior (%)</b>
Turnbull	Parrillas moviles	25	24
Turnbull	Lecho fluidizado de combustión	25	23
EPRI	Whole Tree Energy	50	38
EPRI	Whole Tree Energy	100	39
EPRI	Horno combustión	50	29
EPRI	Lecho fluidizado	50	29
EPRI	Co-combustión	30	40
Heuvel	Horno de parrillas	20	33
Heuvel	Horno de parrillas	50	37
Heuvel	Co-combustión	25	33

*Tabla 31 Rendimientos y potencias de plantas de combustión de biomasa según autores [96]*

Los rendimientos de estas plantas se pueden aumentar con temperaturas y presiones más altas del vapor generado y que entra a la turbina. Para plantas de una potencia de 50 MWe se propone como temperatura máxima de operación 540 °C [96].

Los costes de inversión de este tipo de plantas puede que no permitan justificar su viabilidad en este tamaño; todo dependerá principalmente de los costes del combustible. Ya en el año 1996 se indicaban costes de plantas de combustión directa de biomasa en torno a 1500-2000 \$/kWe frente a los 500-600 \$ que costaba el ciclo combinado de gas natural, siendo además los costes de producción de la energía eléctrica de entre 0,07 y 0,10 \$/kWh para el primer caso mientras que eran de 0,04 \$/kWh con ciclo combinado. Hoy en día la relación de costes de inversión y costes de producción no ha variado mucho.[91].

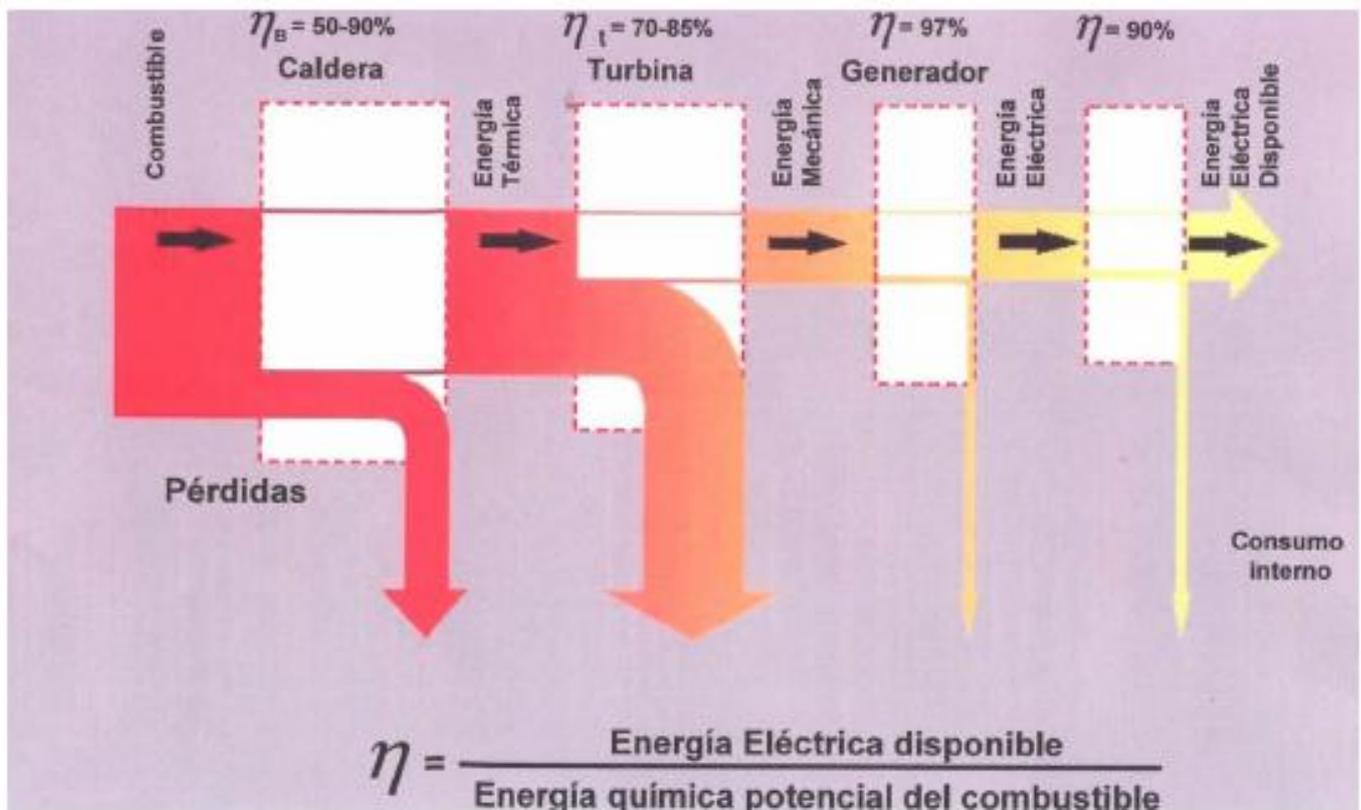


Figura 78. Flujo de la energía en un ciclo Rankine [208]

En Europa se tiende a promover la producción conjunta de calor y electricidad (cogeneración), y en algunos casos también de frío (trigeneración), con la venta de excedente de energía eléctrica a mercado. Así se pueden alcanzar rendimientos de hasta un 80-95% frente al 20-40% que se puede obtener en la producción de electricidad.

Las potencias disponibles en cogeneración están comprendidas entre 1 y 20 MWe (según necesidades térmicas), con unos costes de inversión que oscilan entre 300 y 700 €/kW<sub>térmico</sub>.

Un ejemplo práctico sería la central térmica de Assens en Dinamarca [10], de las siguientes características:

- 4,7 MWe y 12 MWth
- Consumo de 45000 ton madera/año
- Producción de astillas por medio de trituradoras móviles
- Stock entre 2000 y 3000 ton de madera
- Ciclo termodinámico del vapor es 77 bar-525 ° C
- Recuperación de calor por condensación de los humos
- Eficiencia eléctrica del 21,5 % y global del 94% (80% sin condensación de humos)
- La inversión total es de 17 M€ y el coste de explotación de 200.000 €/año (excluido el combustible)
- Automatización muy avanzada: 3 personas por jornada y ninguna durante la noche
- Costo de la madera es de 17 €/MWh sobre PCI
- Economía del proyecto se ve facilitada por una subvención del 20% durante la inversión y un precio de compra de la electricidad de 80 €/MWh garantizado durante 20 años.

Entre los fabricantes de calderas, podemos citar a Vulcano Sadeca y Biochamm, y de turbinas de vapor MAN y KKK. Todos ellos adecuados para plantas de una escala de 2 MWe.

### 7.3.2. Planta Ciclo Orgánico Rankine (ORC)

En este tipo de plantas se produce una combustión en una caldera similar a la de un ciclo Rankine convencional, pero en lugar de generar vapor, el calor es transferido a un aceite térmico el cual es previamente precalentado con los gases de escape. El aceite en un intercambiador de calor cede la energía térmica a un fluido orgánico que se convierte en vapor y que se expande en una turbina generando un trabajo que es transferido mecánicamente a un alternador que genera energía eléctrica. El vapor residual es condensado, pudiendo aprovechar el fluido de intercambio para una aplicación cogenerativa, como secaderos de biomasa o calefacciones de distrito. A continuación se muestra esquema de un ciclo ORC.

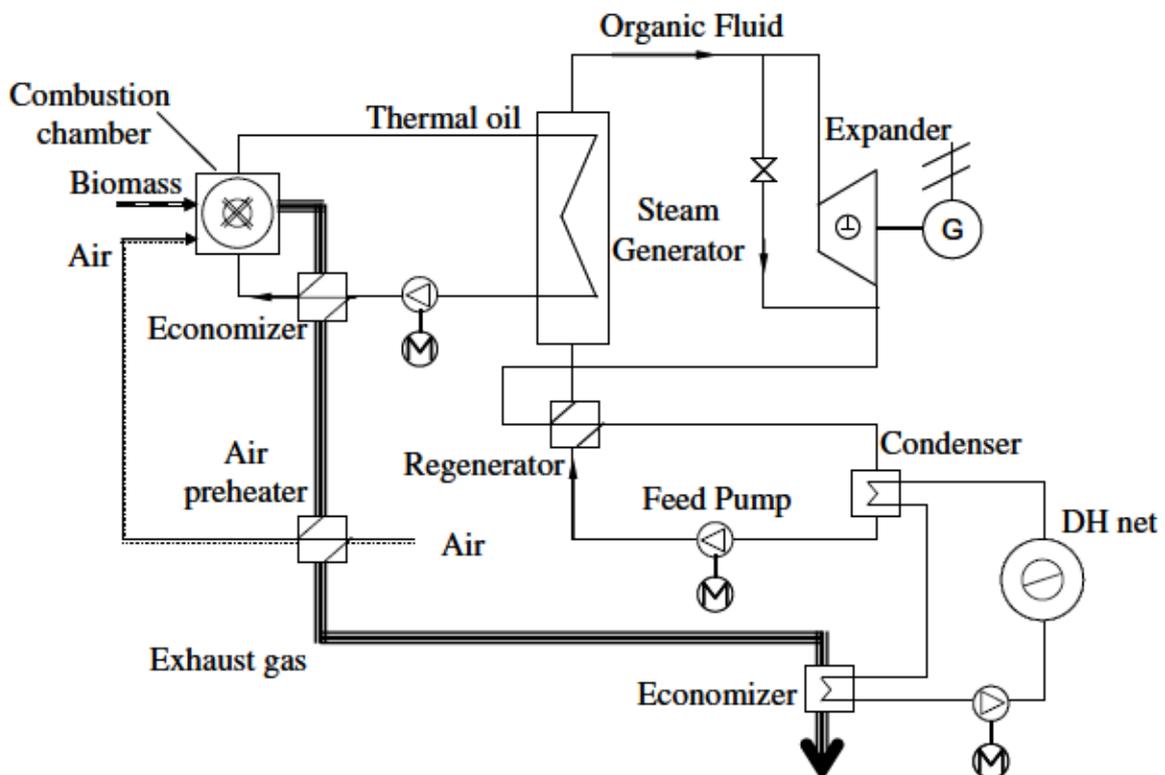


Figura 79. Esquema de un ciclo cogenerativo con combustión directa y ciclo ORC [48].

Según Rentizelas [48], que modeliza el ciclo ORC para una planta de 1 MWe, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

	<b>ORC</b>
$\eta_{el}$ (%)	14
$\eta_{th}$ (%)	75
$\eta_{total}$ (%)	89
Ratio Energía eléctrica-calor (%)	18,7
Tamaño de la planta de referencia( $kw_{el}$ )	1000
Coste de inversión (€/kW <sub>el</sub> )	2760
Subvención en la inversión (%)	40
COP enfriador	0,733
Coste de operación y mantenimiento ( % of inv. Coste/año) (%)	3.5
Temperatura de servicio cogeneración (°C)	92
Temperatura de retorno cogeneración (°C)	65
Precio compra energía eléctrica (€/MWh)	68,42
Precio aceite (€/kg)	0,5
Precio of tCO <sub>2</sub> (€/tCO <sub>2</sub> )	15
Consumidores de calor	300
Media de longitud de red de distribución por consumidor (m)	20

*Tabla 32 Resultados simulación de ciclo ORC de 1 MWe [48]*

Se observa cómo el rendimiento eléctrico que se consigue con este sistema es de un 14%, pero hay que tener en cuenta que se consigue un aprovechamiento térmico cogenerativo con agua a 92 °C que retorna al sistema a 65 °C. En cualquier caso, hay que enfatizar el precio por KWe instalado que es 2.760 €/kWe, lo cual es un precio muy alto en relación con otras tecnologías.

Turboden [209] es un fabricante italiano de turbinas de vapor y de plantas llave en mano de combustión con ciclo ORC con biomasa, contando con unas 120 plantas instaladas en Europa, 4 de ellas en España. Según este fabricante, que ofrece potencias eléctricas netas hasta los 3 MWe (potencia eléctrica bruta),

los rendimientos eléctricos netos de este tipo de planta varían entre 17-18%, tal como se puede ver en la siguiente tabla:

		<b>TD 6 CHP</b>	<b>TD 7 CHP</b>	<b>TD 10 CHP</b>	<b>TD 14 CHP</b>	<b>TD 18 CHP</b>	<b>TD 22 CHP</b>
<b>ENTRADA- ACEITE TÉRMICO</b>							
<b>Temperatura nominal ( in/out)</b>	°C	302/242	302/242	300/240	300/240	300/240	300/240
<b>Potencia termica media entrada</b>	kW	3340	3895	5140	6715	9790	12020
<b>SALIDA-AGUA CALIENTE</b>							
<b>Temperatura agua caliente ( in/out)</b>	°C	60/80	60/80	60/80	60/80	60/90	60/90
<b>Potencia térmica cedida al agua caliente</b>	kW	2664	3117	4081	5313	7834	9601
<b>OPERACIÓN</b>							
<b>Potencia eléctrica bruta</b>	kW	643	739	1016	1339	1863	2304
<b>Rendimiento eléctrico bruto</b>		19.3%	19.0%	19.8%	19.9%	19.0%	19.2%
<b>Potencia consumo propio</b>	kW	32	37	48	58	79	97
<b>Potencia eléctrica neta</b>	kW	611	702	968	1281	1784	2207
<b>Rendimiento eléctrico neto</b>		18.3%	18.0%	18.8%	19.1%	18.2%	18.4%
<b>Consumo de biomasa</b>	Kg/h	1606	1873	2471	3228	4707	5779

*Tabla 33 Principales parámetros de Plantas de Combustión y Ciclo ORC [209].*

Señalar que la tecnología de combustión directa y Ciclo ORC está muy demostrada en cuanto a funcionamiento y estabilidad, y además es de destacar su fácil instalación ya que viene preinstalada en racks, con lo que los tiempos de ejecución de este tipo de plantas se reducen bastante. Por lo tanto, los costes de inversión pueden ser los responsables de que la instalación de este tipo de plantas no esté más generalizada.

### 7.3.3. Planta Ciclo Rankine en Condiciones Supercríticas y Ultrasupercríticas

Este tipo de plantas utilizan un ciclo de vapor en el que tratan de aumentar el rendimiento aumentando la temperatura y la presión del vapor generado en la caldera, con temperaturas hasta los 600 ° C y 290 bar.

En ciclos ultrasupercríticos, se pueden alcanzar hasta 700 ° C en el vapor generado, alcanzando rendimientos de hasta un 50% sobre el poder calorífico inferior [208].

Además hay que tener en cuenta que este tipo de plantas podrían ser rentables con biomasa en tamaños no inferiores a los 280 MWe [210].

Los principales problemas que plantean este tipo de plantas son:

- Los costes de inversión son altamente caros, por los materiales que es necesario utilizar para operar en estas condiciones extremas.
- Problemas en las calderas de biomasa, donde el fouling y el slagging aparecen con fuerza, al tener que operar a temperaturas muy altas por encima de las temperaturas de fusión de los productos de combustión.

En la siguiente tabla se muestran algunos de los fabricantes de turbinas de vapor y las condiciones en las que trabajan:

<u>Fabricantes</u>	<u>Potencias</u>	<u>Temperaturas y Presiones</u>
- GENERAL ELECTRIC	- 45 kW a 1600 MW (*)	- 530° / 600°
- SIEMENS	- Hasta 500 MW para CC	- <225 bar (Subcríticas)
- ALSTOM		- 225 a 250 bar (Supercríticas)
- MITSUBISHI	(*) para Plantas Nucleares	- >250 bar (Ultra Supercríticas)

Tabla 34 Fabricantes de turbinas de vapor y condiciones de operación [208]

### 7.3.4. Planta Combustión y Aprovechamiento en Motor Stirling

Los motores Stirling son maquinas térmicas reversibles, de ciclo cerrado y combustión externa. Generan energía mecánica absorbiendo calor de una fuente externa. Como en cualquier ciclo termodinámico cerrado, es necesario disipar parte del calor absorbido.

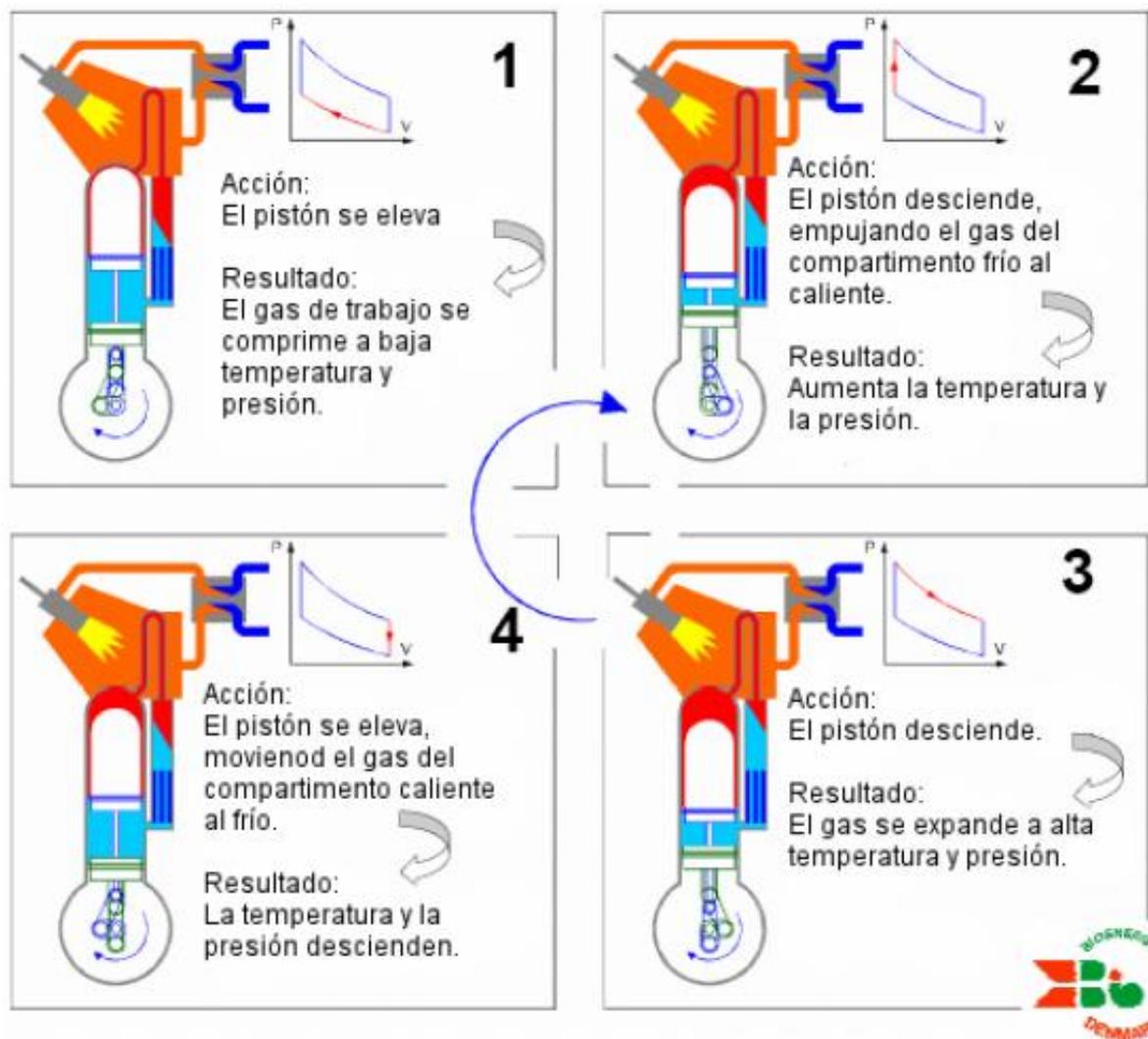
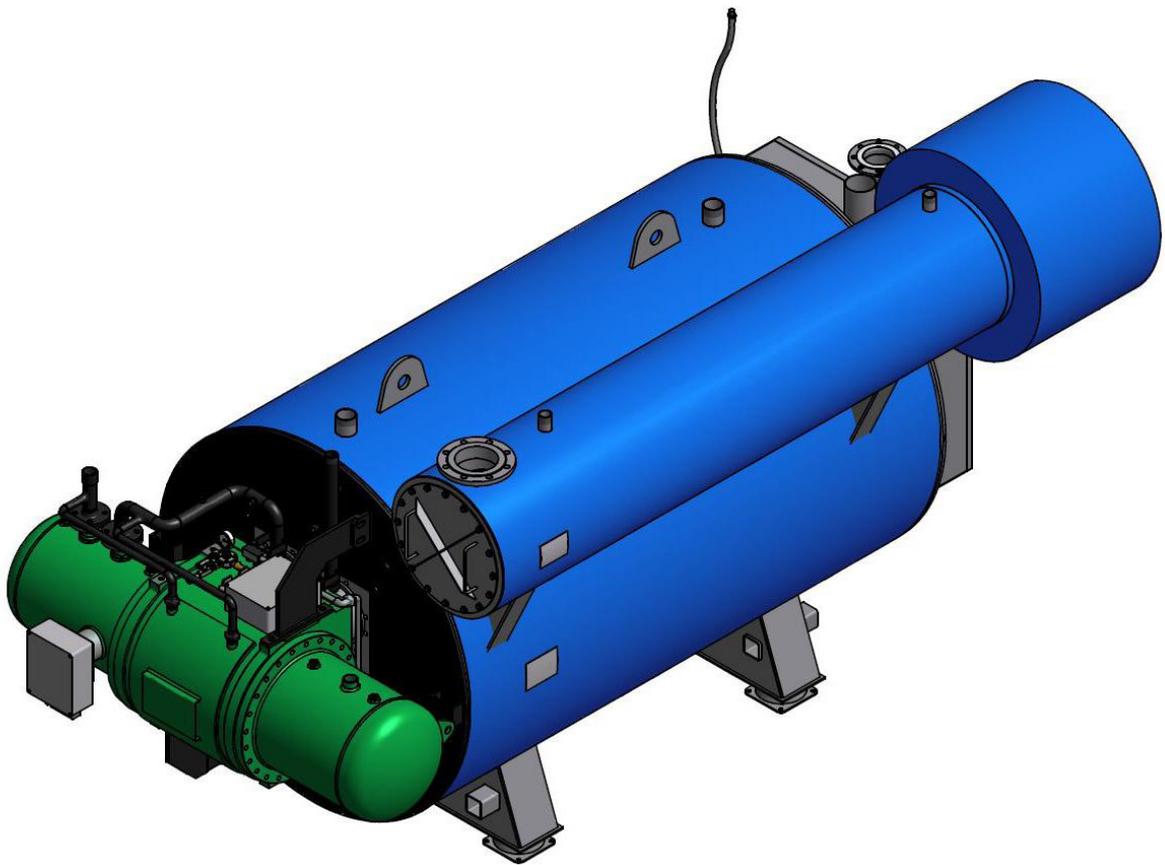


Figura 80. Ciclo de operación de un motor Stirling [211].

Estos sistemas con biomasa se encuentran en fase de demostración en potencias de hasta 300 kWe. Cualquier sistema que permita aportar el calor externo que necesita el motor Stirling es compatible para acoplarlo al mismo,

ya sea una combustión externa directa o un fluido de intercambio indirecto. Calderas con temperaturas de operación en torno a los 1200 °C son una opción para acoplar a un motor Stirling [211], teniendo siempre presente los problemas que las altas temperaturas pueden provocar según el tipo de combustible.



*Figura 81. Cámara de combustión de combustibles líquidos o sólidos acoplada a motor Stirling de 35 kWe y 140 kWt [211].*

Uno de los problemas de este tipo de tecnologías son los bajos rendimientos que pueden estar entre un 10-12%, aunque pueden ser viables cuando se apliquen en instalaciones de cogeneración [211].

### 7.3.5. Planta Combustión con la Tecnología WTE (Whole Tree Energy)

Este tipo de planta fue planteada en los Estados Unidos para un tamaño de 50 MWe [212], después de una serie de pilotajes en escalas más pequeñas. Consta de los siguientes pasos en su proceso de operación:

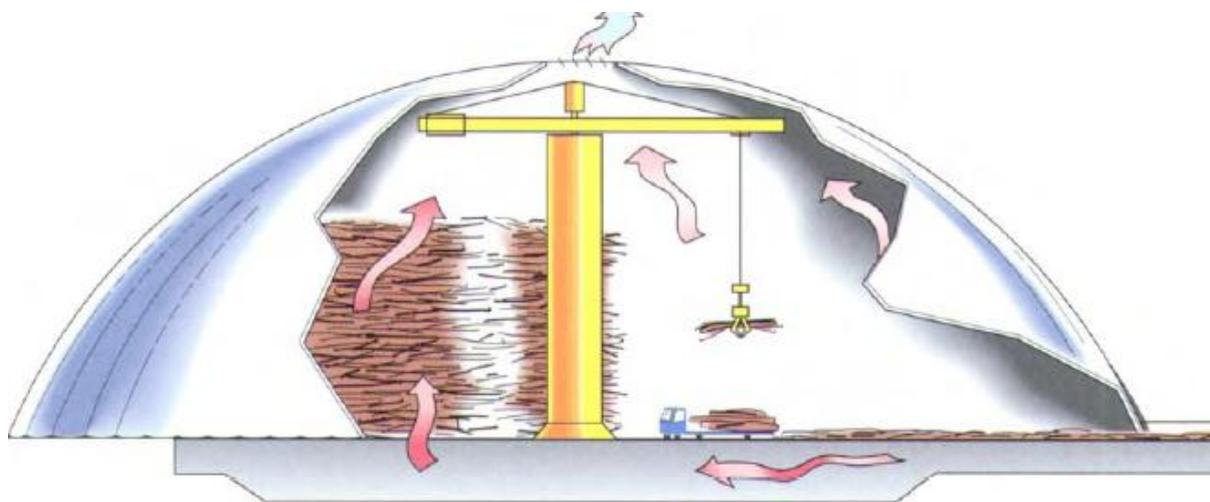
- Plantación de chopos en un radio de 80 km en torno a la planta, con tiempos de crecimiento de 5 estaciones, y con rendimientos de 56 t secas/ha.



*Figura 82. Grúa de manipulado de troncos enteros en la tecnología WTE*

[73]

- Los arboles cosechados son transportados en camiones a la planta y secados en una cúpula de secado, la cual utiliza calor residual de la planta de generación.



*Figura 83. Cúpula de secado de los troncos del sistema WTE y grúa de descarga y carga [73]*

- El tronco entero (no troceado) es después alimentado con una cinta transportadora hacia un horno profundo y de lecho fijo, el cual proporciona calor para la producción de vapor a alta presión que alimenta el sistema turbina-generador.
- Las cenizas volantes son recogidas de la chimenea con un precipitador electrostático húmedo, y las cenizas son peletizadas y utilizadas como fertilizantes para el cultivo del arbolado.

Para este tamaño de planta se requieren 18.400 ha de cultivo de chopos, lo cual es aproximadamente un 1% en el radio de 80 km en torno a la planta [212].

El proceso de combustión que se lleva a cabo comprende principalmente tres etapas:

1. En el fondo, de 30 a 60 cm de char ó carbón vegetal arden en la parrilla consumiendo el oxígeno disponible. Los gases calientes ascienden atravesando el lecho fijo y arrastran los volátiles desprendidos en la pirolisis. Mientras el char en el fondo es consumido, el lecho va descendiendo y otra carga de madera es dispuesta para alimentar la cámara sobre el lecho.
2. Sobre el lecho se produce la quema de los volátiles y los tars o alquitranes, cediendo el calor a las paredes de la caldera.
3. Cualquier char que cae entre las aberturas de las parrillas en el fondo es recogido en una parrilla inferior y quemado por debajo del lecho.

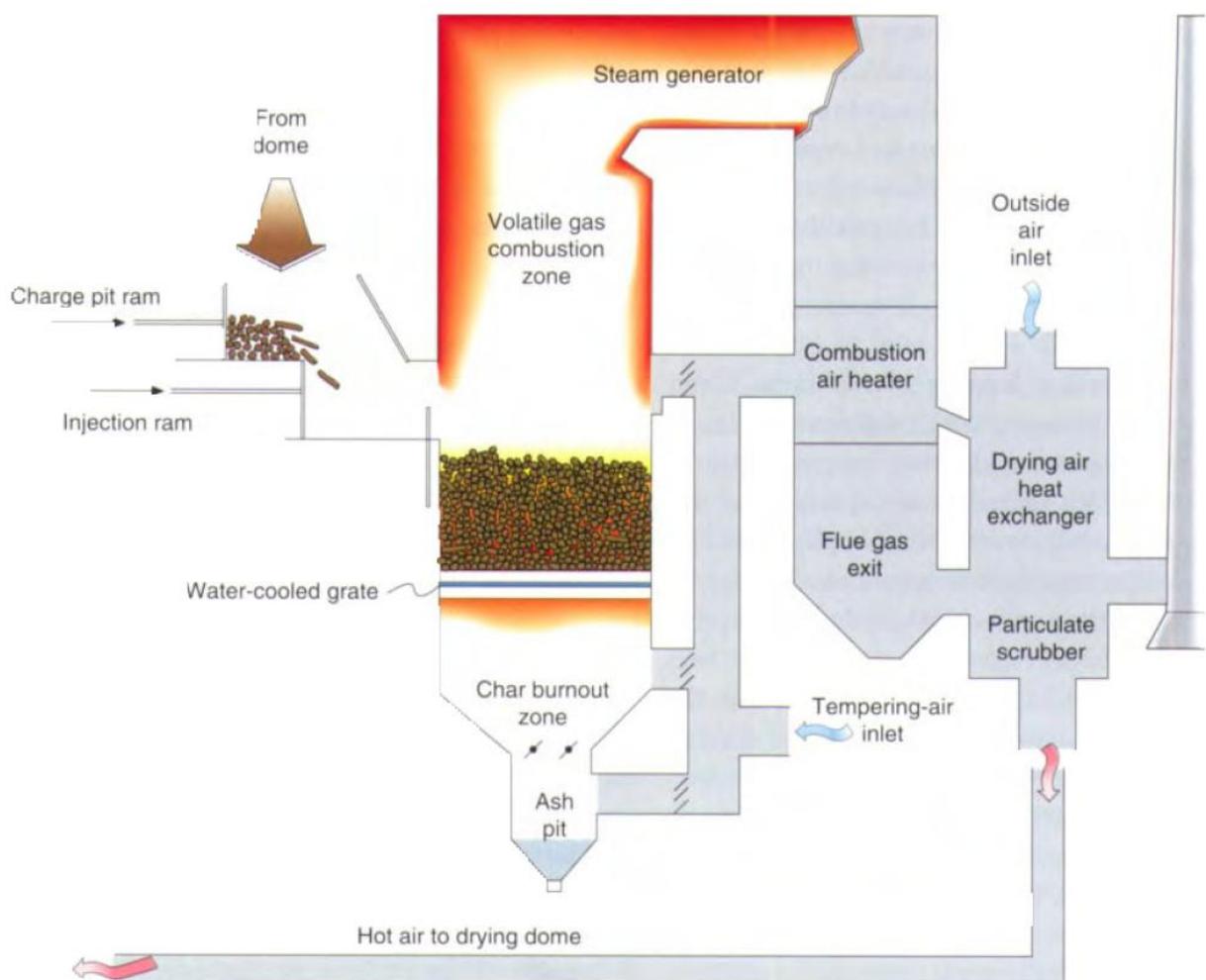


Figura 84. Esquema de planta con la tecnología WTE [73]

Los rendimientos de esta planta para distintas potencias son del orden de 28-34%, para un factor de operación de un 86%, según se puede ver en la siguiente tabla:

Potencia Neta Planta (MW)	Eficiencia eléctrica planta (%)	Ratio de crecimiento de madera (t seca/ha/año)	Tierras totales (ha)
25	28,4	11,3	10.520
50	32,5	11,3	18.400
150	34,1	11,3	52.610

*Tabla 35 Rendimientos de sistemas WTE según potencias y terrenos necesarios [212]*

Los costes de inversión de los distintos tamaños de planta pueden verse en la siguiente tabla, siendo del orden de 1.840 \$/kWe para 25 MWe y de 1.090 \$/kWe para 150 MWe.

Potencia Planta	Coste Planta por kW	Coste Inversión Equipos	Impuestos y Contingencias	Plantación Inicial de Chopos	Coste de Inversión Total
(MW)	(\$/kW)	(\$ million)	(\$ million)	(\$ million)	(\$ million)
25	1840	46	18	21	85
50	1500	75	26	37	138
150	1090	163	52	106	321

*Tabla 36 Costes de inversión de la tecnología WTE para distintas potencias [212]*

## 7.4. SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA A TRAVÉS DE LA GASIFICACIÓN

En los sistemas de gasificación hay que distinguir principalmente entre los sistemas atmosféricos y los presurizados, existiendo una gran diferencia en costes de inversión de los segundos con respecto a los primeros, y siendo los

presurizados sistemas de mayores rendimientos. Además, en los presurizados, hay que tener en cuenta [82]:

- La alimentación es más compleja.
- Los equipos pueden costar hasta cuatro veces más que en las plantas atmosféricas.
- El gas es suministrado a la turbina a presión, eliminando la necesidad de compresión del mismo y permitiendo contenidos más altos de tars, que serán quemados en la posterior cámara de combustión.
- Los sistemas de limpieza de los gases calientes con filtros mecánicos (metálicos o cerámicos) reducen las pérdidas térmicas y de presión, siendo más económicos que los sistemas scrubber de las plantas atmosféricas.
- La eficiencia media es mayor debido a la retención de calor sensible y energía química de los tars en el syngas, y al evitar la etapa de compresión previa a la turbina, por ejemplo. Los rendimientos de gasificadores presurizados pueden estar en el orden del 92-95% y sus equivalentes atmosféricos pueden estar en 80-85% [82].

Por otro lado, los atmosféricos:

- Si los gases van a ser enviados a una turbina de gas, tienen que estar suficientemente limpios y tienen que ser comprimidos. Sin embargo para motores, la calidad del gas no tiene que ser tan estricta y no es necesario compresión previa.
- Los atmosféricos tienen costes de inversión muy inferiores, sobre todo para plantas por debajo de 30 MWe.

Tanto los atmosféricos como los presurizados, obtienen composiciones de gases y poderes caloríficos similares.

Lo que si se debe de tener en cuenta es que dada la variedad de tipologías de reactores de gasificación existentes, existen diferentes calidades y composiciones de los gases de salida, siendo además algunos tipos de reactores más adecuados que otros para según qué aplicaciones en función de la potencia, tal como se puede observar en la siguiente tabla.

	Temperatura (°C)		Alquitranes	Partículas	Escalabilidad	Consumo (t/h)	MWe(a)	
	Reactor	Syngas					Min.	Max.
<b>Lecho fijo</b>								
<b>Downdraft</b>	1000	800	Muy bajo	Normal	Pobre	0.5	0.1	1
<b>Updraft</b>	1000	250	Muy alto	Normal	Bueno	10	1	10
<b>Contracorriente</b>	900	900	Muy alto	Alto	Pobre	1	0.1	2
<b>Lecho fluidizado</b>								
<b>Simple Reactor</b>	850	800	Razonable	Alto	Bueno	10	1	20
<b>Reactor de lecho rápido</b>	850	850	Bajo	Muy alto	Muy bueno	20	2	50
<b>Lecho circulante</b>	850	850	Bajo	Muy alto	Muy bueno	20	2	100
<b>Lecho arrastrado</b>	1000	1000	Bajo	Muy alto	Bueno	20	5	100
<b>Reactor Twin</b>	800	700	Alto	Alto	Bueno	10	2	50
<b>Lecho móvil</b>								
<b>Múltiples hogares</b>	700	600	Alto	Bajo	Bueno	5	1	10
<b>Lecho móvil horizontal</b>	700	600	Alto	Bajo	Razonable	5	1	10
<b>Hogar en pendiente</b>	800	700	Bajo	Bajo	Razonable	2	0.5	4
<b>Horno con tornillo</b>	800	700	Alto	Bajo	Razonable	2	0.5	4
<b>Otros</b>								
<b>Horno rotativo</b>	800	800	Alto	Alto	Razonable	10	2	30
<b>Reactor ciclón</b>	900	900	Bajo	Muy alto	Razonable	5	1	10

(a) Eficiencia media de un 36%

*Tabla 37 Parámetros básicos de distintos tipos de gasificadores alimentados con aire [82].*

Una de las principales barreras tecnológicas de la gasificación, como ya se ha establecido anteriormente en el capítulo 5, es la limpieza de los gases. Una limpieza inadecuada puede provocar erosión, corrosión y problemas medioambientales. La siguiente tabla muestra un resumen de los principales

problemas que pueden originar los gases y las metodologías más habituales de limpieza:

Contaminante	Ejemplos	Problemas	Método de Limpieza
<b>Partículas</b>	Ash, char, material del lecho fluido	Erosión	Filtración, scrubbing
<b>Metales alcalinos</b>	Compuestos de sodio y potasio	Corrosión en caliente	Refrigeración, condensación, filtración, adsorción
<b>Combustible N<sub>2</sub></b>	Principalmente NH <sub>3</sub> y HCN	Formación de NO <sub>x</sub>	Scrubbing, Reducción catalítica selectiva
<b>Alquitranes</b>	Aromáticos	Obstruir los filtros, difícil de quemar, depósitos internos	Cracking y eliminación
<b>Sulfuros, Cloruros</b>	H <sub>2</sub> S <sub>3</sub> HCl	Corrosión, emisiones	Absorción con scrubbing de lima y dolomita

*Tabla 38 Contaminantes de los gases generados, problemas derivados y sistemas de limpieza propuestos [82].*

En relación a la generación eléctrica que se hace a partir del syngas generado, existen distintas tecnologías que pueden ser utilizadas y que serán analizadas a continuación:

- Motor de combustión interna, es el más utilizado.
- Turbina de gas, presenta problemas en los alquitranes y partículas del syngas.
- Ciclo combinado, con turbina de gas, caldera de recuperación y turbina de vapor.
- Pila de combustible, en fase de desarrollo y mejora.
- Motor Stirling.
- Otros.

### 7.4.1. Planta de Gasificación con Turbina de Gas

El funcionamiento de una turbina de gas consiste en:

1. El aire ambiente y el syngas son comprimidos para ser quemados en la cámara de combustión.
2. Los gases calientes pasan a través de la turbina, donde parte de la energía se convierte en trabajo y el resto se marcha con los gases.
3. Del trabajo generado en la turbina, parte se emplea en la compresión y el resto se transforma en energía eléctrica en un transformador.

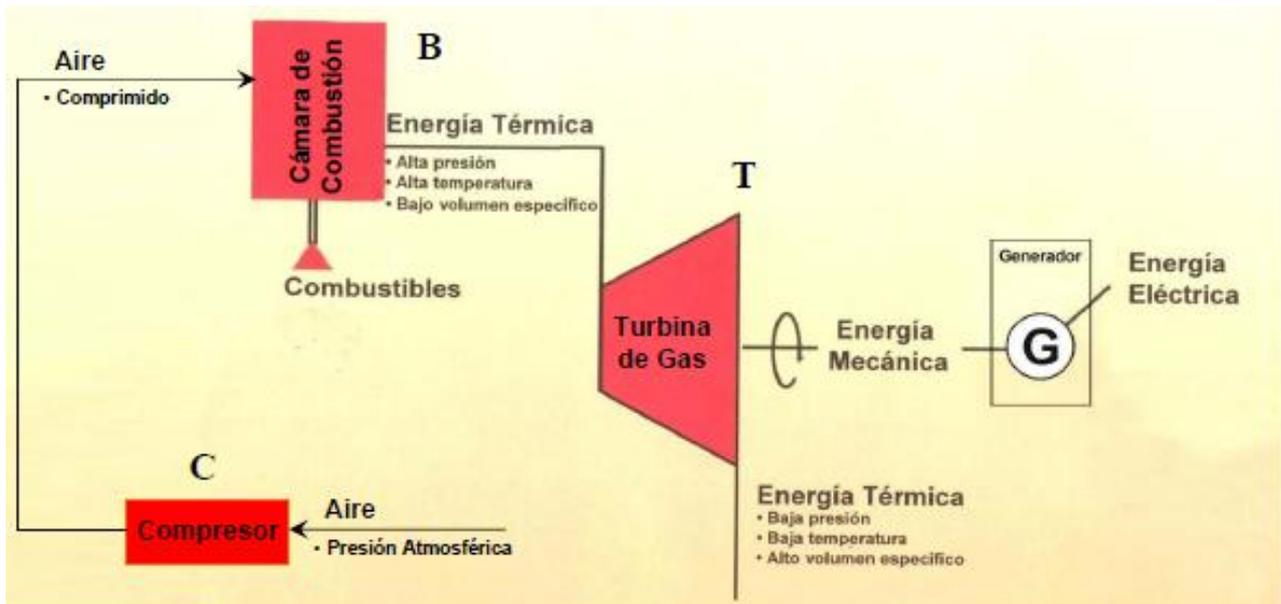


Figura 85. Esquema sistema de combustión de syngas y turbina de gas

El sistema con turbina de gas solamente no es muy eficiente, ya que gran parte de la energía se marcha con los gases de escape. La eficiencia puede mejorarse por dos vías:

- Recuperando el calor de los gases de escape de la turbina en una caldera de recuperación, para generar vapor y enviarlo a una turbina de vapor (Ciclo Combinado).
- El vapor generado en la caldera de recuperación, también se puede enviar a la cámara de combustión previa a la turbina o ser inyectados directamente a los gases de combustión que salen de ella, para que pasen por la turbina de gas. Es lo que se conoce como Turbina de Gas con Vapor Inyectado (STIG). Hay un límite de vapor que se puede añadir a la cámara de combustión previa a turbina, para garantizar que la combustión pueda llevarse a cabo.

Las turbinas parecen ser adecuadas para plantas de 10 -20 MWe en gasificadores atmosféricos y de 20-30 MWe en presurizados [82]. Hay que decir que existen turbinas de gas de muy baja potencia, denominadas microturbinas, como las de CAPSTONE de hasta 1000 kWe, por lo que modularmente se podrían montar plantas de 2 MWe [213].

Modelo	Combustible	Potencia salida	Eficiencia Eléctrica	Flujo de gases	Temperatura salida gases
		kW	%	kg/s	°C
<b>COMBUSTIBLES GASEOSOS</b>					
C30 LP	NG	28	25	0.31	275
C30 HP	NG,P,LG,DG	30	26	0.31	275
C30 HZLC <sup>(4)</sup>	NG	30	26	0.32	275
C65	NG,P	65	29	0.49	309
C65 ICHP	NG,P,LG,DG	65	29	0.49	309
C65 CARB	NG	65	28	0.51	311
C65 CARB	LG,DG	65	29	0.49	309
C65 HZLC <sup>(4)</sup>	NG	65	28	0.50	325
C200 LP	NG	190	31	1.3	280
C200HP	NG,P,LG,DG	200	33	1.3	280
C200 HZLC <sup>(4)</sup>	NG	200	33	1.3	280
C600 LP	NG	570	31	4.0	280
C600 HP	NG,P,LG,DG	600	33	4.0	280
C800 LP	NG	760	31	5.3	280
C800 HP	NG,P,LG,DG	800	33	5.3	280
C1000 LP	NG	950	31	6.7	280
C1000 HP	NG,P,LG,DG	1000	33	6.7	280
<b>COMBUSTIBLES LIQUIDOS</b>					
C30	D,BD,A,K	29	25	0.31	275
C65	D,BD,A,K	65	29	0.49	309
C65 ICHP	D,BD,A,K	65	29	0.49	309
C200	D,A,K	200	33	1.3	280

*Tabla 39 Potencias y rendimientos de microturbinas CAPSTONE(NG- Natural Gas; P-Propano; LG- Gas de Vertedero; DG- Gas de digestor; D- Diésel; BD- Biodiésel) [213]*

Las turbinas de gas son muy exigentes en lo que se refiere a la calidad del gas generado en la gasificación. Algunos proveedores no dan valores de las calidades del syngas necesario, y se limitan a exigir que deba ser similar o igual al gas natural, lo cual es muy exigente. Algunos requerimientos para los gases de alimentación de las turbinas de gas se exponen en la siguiente tabla:

Poder calorífico inferior ( PCI) (MJ/m <sup>3</sup> )	4-6
Contenido mínimo de gas hidrógeno ( Vol. %)	10-20
Concentración máxima de alcalinos (ppb)	20-1000
NH <sub>3</sub>	Sin Limite
HCl (ppm)	< 0.5
S (H <sub>2</sub> S + SO <sub>2</sub> etc.) (ppm)	< 1
N <sub>2</sub>	Sin Limite
Combinaciones: Total metales (ppm)	< 1
metales alcalinos + sulfuros (ppm)	< 0.1
Máximo de partículas ( cenizas, char, etc) (ppmw)	
Tamaño de partículas ( μm) of > 20	< 0.1
10-20	< 1.0
4-10	< 10.0

Tabla 40 Especificaciones para el syngas de alimentación de turbinas de gas [82]

Rendimientos de plantas con turbina de gas en distintas potencias, pueden verse en la siguiente tabla, así como parámetros de presión y temperatura:

			POTENCIAS				
			76MW	126MW	170MW	255MW	345 MW
<b>Clase E</b>	Consumo Específico	kcal/kWh		2545			
	Rendimiento	%		33,8			
	Ratio Presiones			13:1			
	Temperatura in	°C		1250			
	Temperatura out	°C		540			
<b>Clase F</b>	Consumo Específico	kcal/kWh	2460		2360	2280	
	Rendimiento	%	34,9		36,4	37,7	
	Ratio Presiones		16:1		16:1	17:1	
	Temperatura in	°C	1280		1300	1320	
	Temperatura out	°C	570		600	600	
<b>Clase H</b>	Consumo Específico	kcal/kWh					2150
	Rendimiento	%					39,9
	Ratio Presiones						23:1
	Temperatura in	°C					1430
	Temperatura out	°C					610

Tabla 41 Rendimientos típicos de turbinas de gas en distintas escalas.

Se observa como en general el rendimiento de cada turbina mejora con el aumento de su potencia, lo cual es un detrimento a plantas de esta tipología en potencias de 2 MWe. Aunque los rendimientos de las turbinas de CAPSTONE son de 33% de eficiencia eléctrica para potencias de 1000 kWe, lo que es bastante razonable [213].

#### 7.4.2. PLANTA DE GASIFICACIÓN CON CICLO COMBINADO

Como mejora de la planta anterior, existen los ciclos combinados, donde los gases de escape de la turbina en torno a 500-600 °C para aeroturbinas y 400-500 °C para turbinas industriales [82], son aprovechados en una caldera de recuperación (Heat Recovery Steam Generator, HRSG), donde se genera vapor que es enviado a una turbina de vapor, que sigue un ciclo Rankine de potencia, similar al expuesto anteriormente. El calor residual de la turbina de vapor puede aprovecharse para cogeneración, bien para usos internos como secado de la biomasa, o externos como calefacción de distrito u otros.

Los ciclos combinados son sólo viables económicamente en plantas grandes de unos 100 MWe, aunque sí que existen ciclos combinados de biomasa de unos 5 MWe [82].

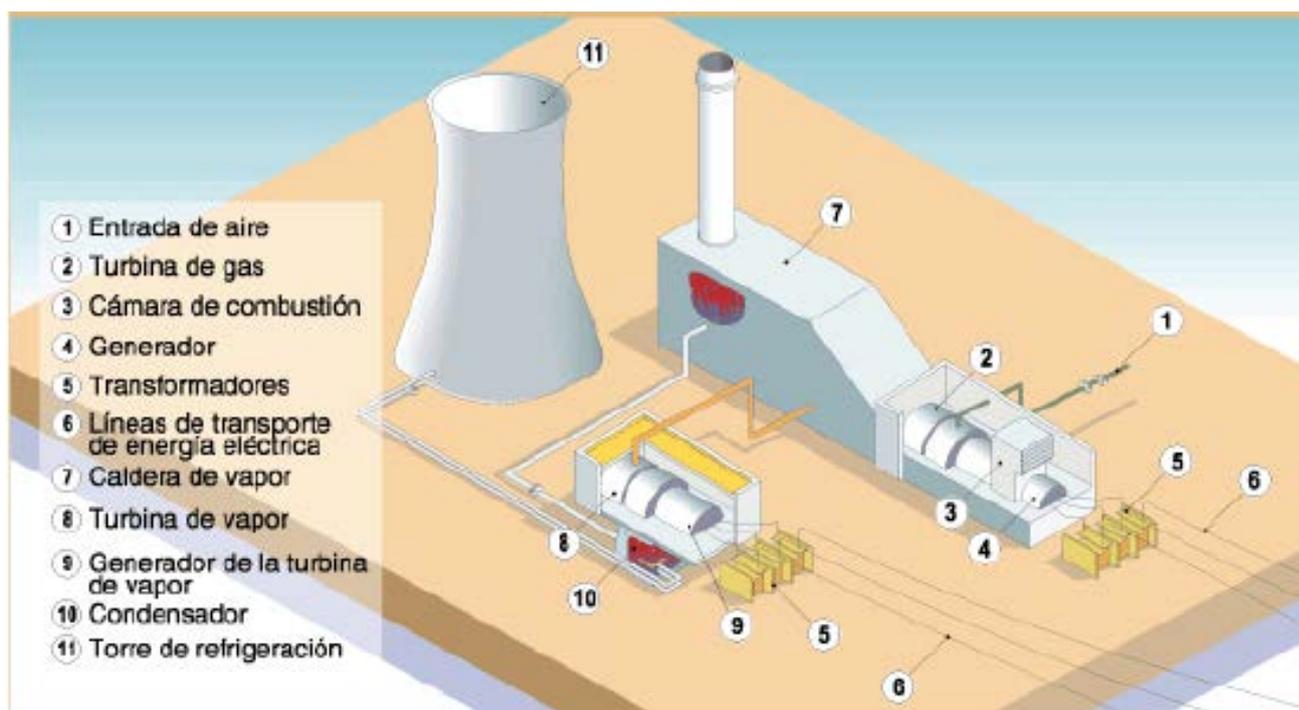


Figura 86. Disposición típica de ciclo combinado.

Según de Souza- Santos [86], existe una diferencia en rendimientos importante de aproximadamente 10 puntos porcentuales entre ciclos combinados con gasificador atmosférico y presurizado, para el caso de la caña de azúcar. Para ciclos combinados con gasificación atmosférica se obtienen rendimientos de un 33,37%, mientras que para presurizadas de un 44,63%, para potencias netas en torno de 1 MWe. Además señala que la humedad debería estar por debajo del 30% para conseguir rendimientos razonables (mejores cuanto más bajas), pero indica que de no conseguirse es mejor alimentar el gasificador con la caña de azúcar con una humedad en torno al 50%. Hay que señalar que son datos que provienen de simulaciones matemáticas y que están sujetos a viabilidad técnica-económica de plantas de esta escala de potencia de 1-2 MWe.

Para una de gasificación atmosférica con biomasa y ciclo combinado de 25-29 MWe, los costes de inversión pueden variar de 1500 a 2300 €/kWe, lo cual debería ir reduciéndose conforme se vaya consolidando la tecnología [214]. Los precios de las plantas de gasificación de ciclo combinado (IGCC) ya eran en el

año 1992 de unos 2.700 \$/kWe para una planta de 27 MWe y de 3.600 \$ para una de 5 MW [82], y podemos decir que en la fecha actual, los precios no han sufrido un gran cambio, lo que significa que la tecnología o la apuesta por este tipo de plantas todavía no cuenta con un gran respaldo. Los costes de aprendizaje de las tecnologías van disminuyendo los costes de inversión que estas tienen con las mejoras que de ellos derivan. Y estos datos de costes de inversión vienen a decir que de la tecnología de gasificación todavía se debe aprender mucho, y está en fase de mejora.

### 7.4.3. Planta de Gasificación con Turbina de Gas e Inyección de Vapor

En los ciclos con turbina de gas e inyección de vapor (también llamadas turbinas evaporativas o humidificadas), el vapor generado en la caldera de recuperación es mezclado con el aire comprimido antes de entrar a la cámara de combustión previa a la turbina. Esto incrementa la potencia de la turbina de gas y con ello la energía eléctrica generada. También existen otras formas de humidificar como las torres de humidificación entre otros.

La corriente de gases de escape necesita un condensador.

Este sistema es comercial para gas natural como combustible y turbinas de gas y aire pero no hay experiencias con gases de bajo poder calorífico. Podría darse la situación de que al mezclarse el vapor con el syngas, la combustión se tornara inestable.

Este sistema parece ser una opción adecuada para plantas de pequeño tamaño por su economía, ya que no necesita ni grandes calderas ni turbinas de vapor. Un problema podría ser el suministro de agua necesario

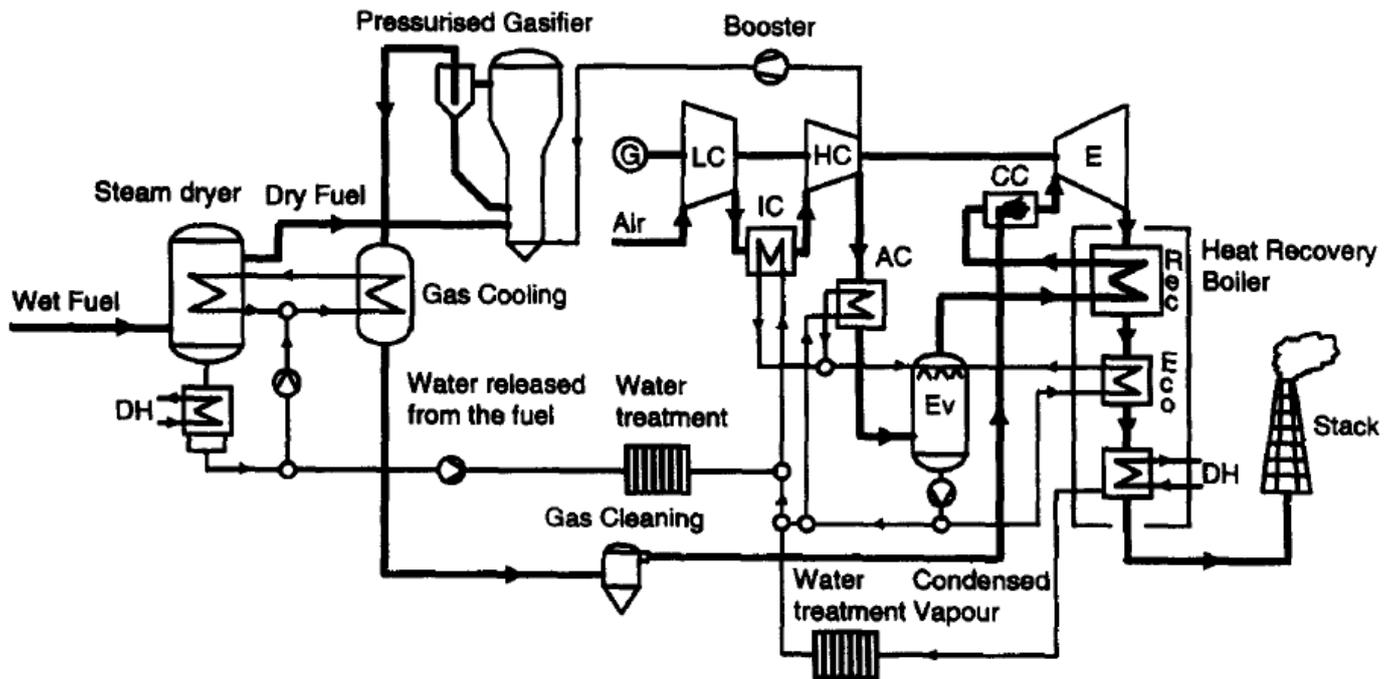


Figura 87. Esquema de planta de gasificación presurizada, con turbina de gas evaporativa y secado con vapor [215]

En el esquema anterior se puede observar una planta con gasificador presurizado, y secado con vapor de la biomasa, acoplado a una turbina evaporativa. Según Steinwall es la configuración que ofrece un mayor rendimiento (45,1%) en relación a otras configuraciones estudiadas de plantas de entre 45 y 50 MWe [215].

#### 7.4.4. Planta de Gasificación con Turbina de Gas y Cámara de Combustión Externa

En este tipo de sistemas, en lugar de tener una cámara de combustión convencional, el calor es cedido al aire comprimido que va a ser expandido en la turbina de gas, en un intercambiador externo previo a la turbina.

Con ello se consiguen las siguientes ventajas en relación a la turbina de gas convencional:

- Los elementos de la turbina son aislados de los productos de combustión.
- Los rendimientos son aceptables incluso a pequeña escala.
- Largos intervalos de mantenimiento, y en consecuencia, alta disponibilidad.
- Buen sistema para aplicaciones de cogeneración por las altas temperaturas de los gases de escape.

Por el contrario, son sistemas muy caros, y el intercambiador sí es sometido a los productos de la combustión, con la problemática que ello conlleva en función de la calidad del syngas.

Debido a las pérdidas energéticas que se dan en el proceso de intercambio de calor, el rendimiento neto eléctrico de este tipo de sistemas es menor que en el caso de turbina de gas convencional, pudiendo estar entre un 10 y 20% [80].

### 7.4.5. Planta de Gasificación con Motor Alternativo de Combustión Interna (MACI)

En la aplicación de gasificación y MACI, el syngas es quemado en este último generando trabajo y con ello energía eléctrica en un alternador. Los gases de escape y el calor del circuito de refrigeración del motor pueden ser aprovechados en aplicaciones cogenerativas. A continuación puede verse un esquema de este tipo de configuración:

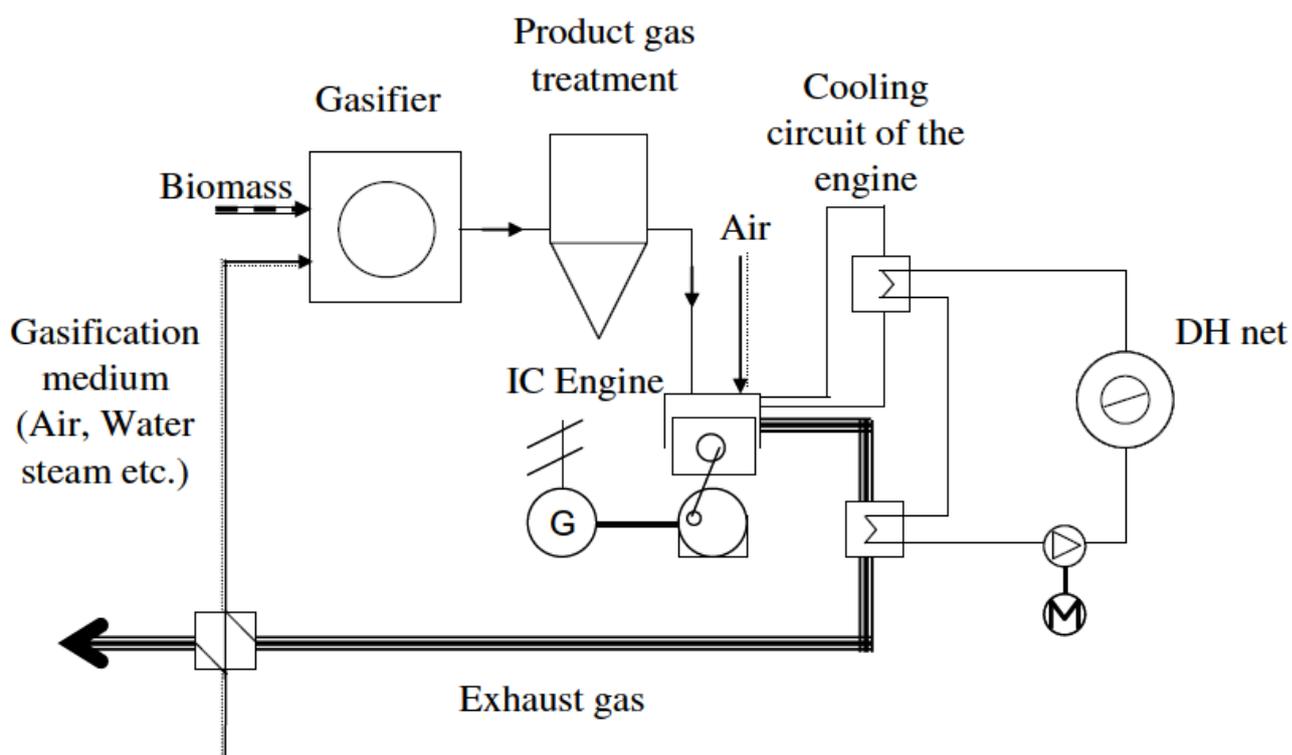


Figura 88. Esquema de Gasificación y MACI [48]

Los motores alternativos de combustión interna (MACI), parecen ser más adecuados para plantas de pequeñas potencias en torno a 5-10 MWe, aunque hay motores hasta de 50 MWe [82].

Las principales ventajas de su uso son:

- Tienen alta eficiencia en pequeñas potencias.
- Alta tolerancia a contaminantes, en relación a las turbinas de gas.
- Fácil mantenimiento.
- Experiencia con ellos en los biogás de depuradoras y vertederos, siendo una tecnología aceptada.

Sin embargo no pueden ser utilizados en un ciclo combinado, ya que se mejora poco la eficiencia, suponiendo un incremento importante en los costes de inversión.

Cómo se adelantaba anteriormente, los requerimientos en cuanto a la calidad del syngas para alimentar motores de combustión interna son menos restrictivos que para las turbinas de gas, lo cual los hace más utilizados en muchas plantas de pequeño tamaño. El valor mínimo de poder calorífico del syngas debería ser al menos de  $1000 \text{ kcal/m}^3 \text{ N}$  [167].

Según Rentizelas [48], este tipo de plantas puede alcanzar rendimientos en torno al 26%, y sus costes de inversión están en torno a 2.500 €/kWe instalado. Arena et al. [80], indica rendimientos para plantas de gasificación con motor de entre un 13 a un 28%. Expone como ventajas de este tipo de sistemas:

- Altas eficiencias en plantas de pequeña escala.
- Eficiencia más o menos constante ante cargas variables.
- De larga vida útil y tecnología de confianza.
- Relativamente económico.

Expone también que la disponibilidad del sistema es baja debido a los cortos periodos de intervención por mantenimiento que el motor necesita [80].

#### 7.4.6. Planta De Gasificación con Pila de Combustible

El syngas procedente de la gasificación puede ser utilizado en pilas de combustible cuando está suficientemente limpio.

Siendo una alternativa a las tecnologías de combustión, todavía se encuentran en fase de desarrollo.

Las pilas de combustible se caracterizan por su alta eficiencia. En estas la conversión energética tiene lugar con una reacción electroquímica directa de la oxidación del combustible, donde las pérdidas de exergía son muy pequeñas en relación con los sistemas de combustión. Es de destacar las bajas emisiones que de las pilas de combustible derivan.

Las pilas de combustible de alta temperatura, como las SOFC (solid oxide fuel cell; pilas de combustible de óxido sólido), están todavía en fase de desarrollo, pero pueden ser integradas en pequeñas y grandes plantas de generación y cogeneración.

Según Sadhukhan [216], se podrían alcanzar rendimientos de generación eléctrica con pila de combustible de hasta un 64%, según modelación con ASPEN PLUS para una planta cogenerativa de 602 kWe de potencia eléctrica neta, frente a rendimientos del 32% que obtendría con plantas de gasificación y ciclo combinado de escala similar. El rendimiento global máximo incluyendo las cargas térmicas fue un 85%.

Esta podría ampliarse modularmente hasta potencias de alrededor de los 2 MWe.

La configuración que Sadhukhan [216] propone es la siguiente:

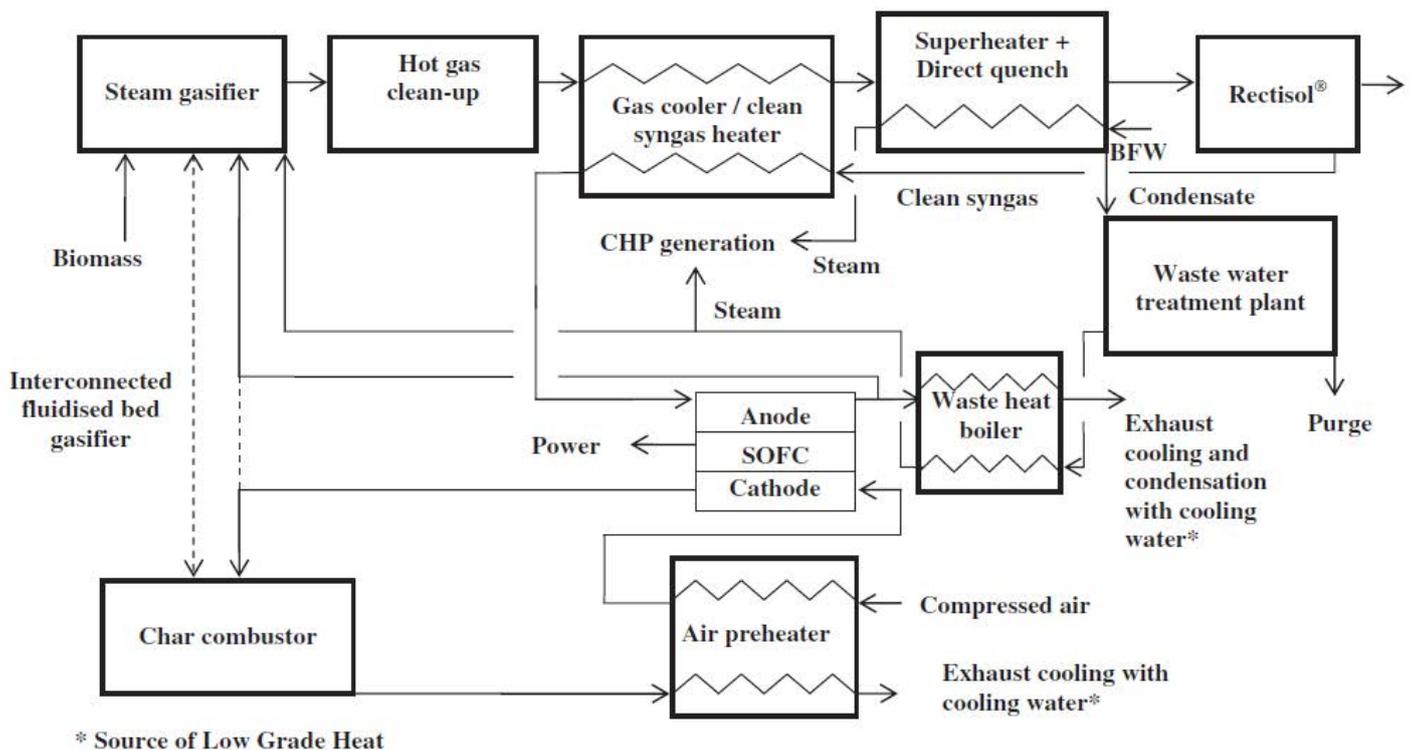


Figura 89. Esquema de planta de cogeneración (CHP-combined heat and power) con gasificación con vapor y pila de combustible [216].

En esta configuración, se enfatiza la importancia de una buena limpieza del syngas previa a su entrada al ánodo de la pila de combustible, y es simulado por medio del sistema patentado de ultralimpieza de gases Rectisol [216]. El sistema de gasificación utilizado es de doble reactor con dos lechos fluidizados y vapor como agente gasificante, donde se tiene como objetivo que los procesos de combustión y gasificación entren en contacto directo.

En relación a los costes de inversión de este tipo de plantas de gasificación y pila de combustible, en la siguiente tabla se muestran con una potencia eléctrica de 200 kWe, estando aproximadamente entre 2.900 y 3.300 €, con eficiencias eléctricas de 20,8 y 22,6% en este tamaño de plantas [217]. Los dos casos que presenta la tabla se refieren a limpieza en frío (cold process) y en caliente (hot process) del syngas generado en el gasificador.

Equipamientos/ procesos	Coste (k€)	
	Proceso frío	Proceso Caliente
<b>Manipulación y preparación del combustible</b>	11.6	11.6
<b>Gasificador</b>	39.2	90.6
<b>Soplantes</b>	8.9	13.8
<b>Ciclón</b>	3.1	3.1
<b>Filtro</b>	9.6	45.5
<b>Precipitador húmedo</b>	68.7	
<b>Intercambiadores de calor</b>	28.0	27.0
<b>Tuberías, Bombas, Instrumentación, control y otros equipos periféricos</b>	32.5	32.5
<b>Montaje, instalación y puesta en marcha</b>	15.5	15.5
<b>SOFC ( £/kWe)</b>	100.0	100.0
<b>Combustor</b>	6.1	6.1
<b>Coste total del sistema</b>	323.1	345.8
<b>Coste por unidad de potencia eléctrica ( £/kWe)</b>	2.6	2.9
<b>Coste por unidad de potencia térmica ( £/kW<sub>T</sub>)</b>	1.6	1.1

*Tabla 42 Relación de costes de planta de gasificación con pila de combustible SOFC [217]*

#### 7.4.7. Planta de Gasificación Híbrido con Pila de Combustible y Turbina de Gas

Especialmente es muy interesante la configuración de pila de combustible y turbina de gas, debido a las altas temperaturas de operación. Los rendimientos de este tipo de configuraciones pueden estar entre un 47-51% [218].

Según Toonssen [218], se pueden alcanzar grandes eficiencias en sistemas donde la configuración consiste principalmente en hacer pasar el syngas por el ánodo de una pila de combustible y después por una turbina de gas (por su cámara de combustión previa), generando electricidad en los dos equipos.

Toonsen [218] ensayó por medio de modelización cuatro configuraciones diferentes:

1. Gasificación gran escala con vapor y limpieza de gases a baja temperatura (S1).
2. Gasificación gran escala con aire y limpieza de gases a baja temperatura (S2).
3. Gasificación gran escala con aire y limpieza de gases a alta temperatura (S3).
4. Gasificación a pequeña escala con aire y limpieza de gases a alta temperatura (S4).

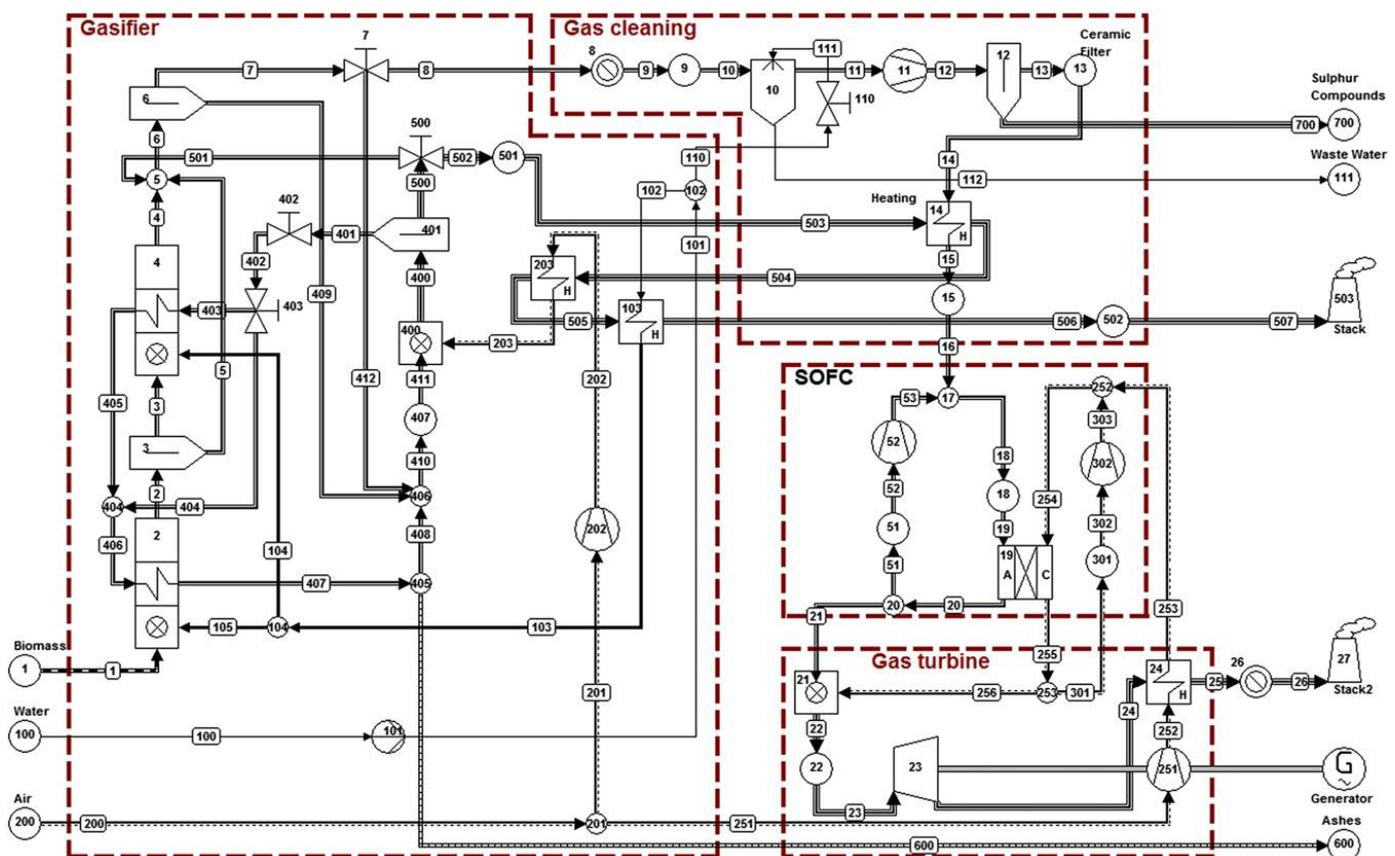


Figura 90. Esquema de sistema híbrido de pila de combustible y turbina de gas con gasificación a gran escala con vapor y limpieza de gases en frío [218].

En esta tabla se pueden observar algunos de los resultados que obtuvo:

Eficiencia de operación y exergía de los sistemas considerados				
	Sistema	Sistema	Sistema	Sistema
	S1	S2	S3	S4
Entrada exergía de la biomasa (kW)	69813	69813	69813	190,75
Potencia salida celula de combustible (kW)	27066	25691	25368	66,71
Potencia salida del generador (kW)	10227	12561	13195	27,29
Potencia eléctrica bruta (kW)	37293	38252	38563	94,00
Potencia consumo auxiliar (kW)	2866	3785	3740	6,32
Potencia eléctrica neta (kW)	34427	34467	34823	87,68
Eficiencia de exergía eléctrica (%)	49.3	49.4	49.9	46.0

*Tabla 43 Resultados de la modelización de 4 sistemas de pila de combustible y turbina de gas [218].*

Se puede observar como el mayor rendimiento exergético se obtiene en la tercera configuración (S3) de un 49,9%, pero también que no existe una gran dependencia en cuanto al rendimiento del tipo de tecnología empleada. Al hacer la limpieza de gases en caliente mejora el rendimiento, y también lo hace con el tamaño de las plantas. Se podría decir que plantas de esta configuración en potencias de 2 MWe podrían tener rendimientos entre un 45 y 46%, ya que la planta simulada de 94 kWe fue del 46%.

Bang-Møller [219], indica que este tipo de plantas puede alcanzar rendimientos de hasta un 55 %, y propone en una simulación una optimización del sistema que alcanza rendimientos de hasta un 58%. Todo ello referenciado a un gasificador de doble etapa tipo downdraft, con aire y vapor como gasificantes, y de una potencia eléctrica neta del orden de 275 kWe.

Este tipo de plantas no se han desarrollado a gran escala, pero si existen estudios de la integración de pila de combustible SOFC y turbina de gas con otros combustibles, donde los costes de inversión son solo para estos sistemas de unos 1300 €/kWe [85]. Teniendo en cuenta el sistema de preparación de biomasa y el gasificador, estos sistemas podrían alcanzar del orden de 3000-4000 €, según escala.

#### 7.4.8. Planta de Gasificación acoplada a motor y Ciclo Orgánico Rankine (ORC)

Esta configuración puede ser utilizada cuando no existe demanda de calor, y por lo tanto la cogeneración no es posible. En este caso el calor excedentario del motor se enviaría a un Ciclo Rankine Orgánico (ORC), para su aprovechamiento energético.

Algunas de las configuraciones posibles que se podrían establecer serían las siguientes [220]:

1. Módulo ORC alimentado con la energía de los gases de escape del motor y con la energía recuperada en su refrigeración. El calor residual de la gasificación es utilizado para precalentar el aire de entrada al gasificador.
2. Con circuito térmico de aceite, que transfiere el calor del motor y de la refrigeración del syngas hacia el módulo ORC.
3. Sistema ORC de Doble Cascada con evaporación del fluido de trabajo en dos etapas, lo cual permite aprovechar la energía proveniente de la refrigeración del motor.

A continuación se puede ver el esquema de la segunda configuración con un gasificador downdraft:

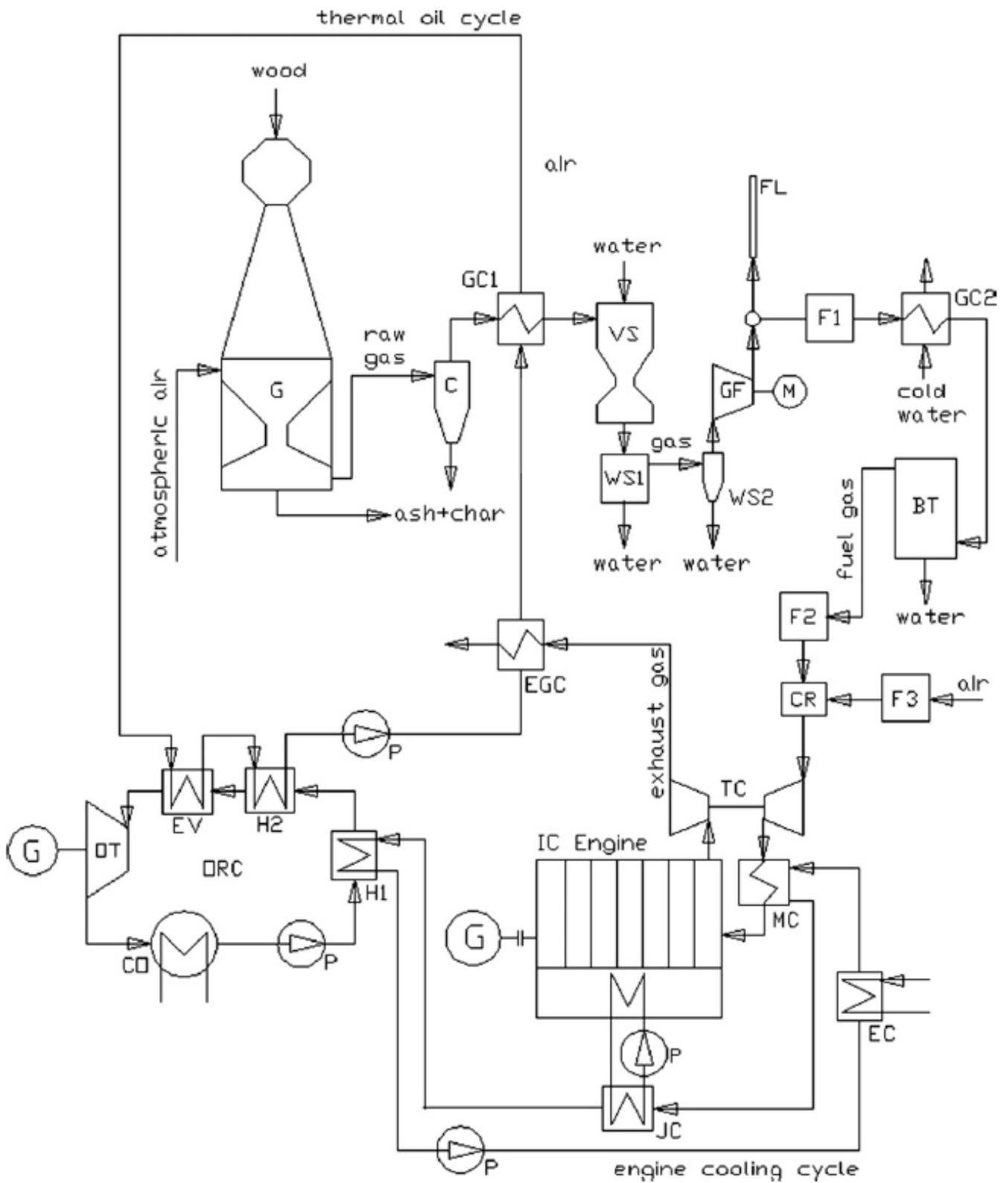


Figura 91. Esquema de gasificador downdraft MACI y ciclo ORC Rankine[220].

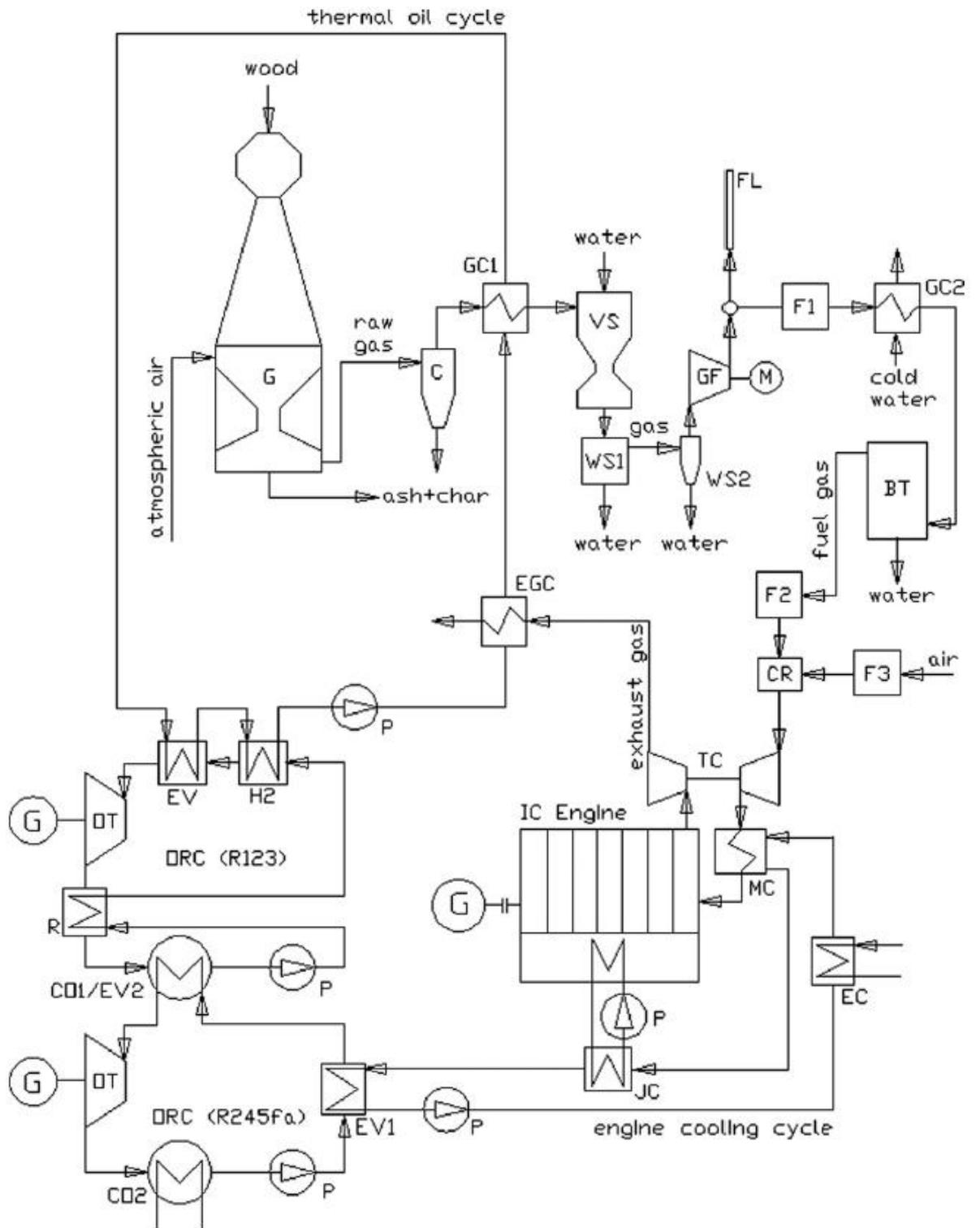


Figura 92. Esquema de gasificador downdraft MACI y ciclo ORC Rankine en doble cascada [220]

Estas configuraciones fueron modelizadas para plantas de entre 345 y 369 kWe, que modularmente pueden ser ampliadas a potencias superiores. Los resultados que obtuvieron fueron los siguientes [220]:

Parámetros del Sistema	Ud.	Configuración N° 1	Configuración N°2	Configuración N°3
Potencia eléctrica motor	kW	309.8	298.3	298.3
Rendimiento motor	-	0.301	0.299	0.299
Temperatura salida gases motor	K	645.8	631.9	631.9
Potencia térmica disponible en los gases	KW	534.7	503.2	503.2
Potencia térmica del circuito de refrigeración	KW	340.2	320.2	320.2
Portadores de la energía a recuperar	-	Gases salida y agua de refrigeración	Aceite térmico y agua de refrigeración	Aceite térmico y agua de refrigeración
Temperatura de evaporación	K	433.0	433.0	450.0, 345.7
Temperatura de condensación	K	313.0	313.0	350.7, 313.0
Temperatura de entrada a la turbina ORC	K	433.0	433.0	490.0, 345.7
Ratio de volumen de fluido trabajo entrada/salida a la turbina	-	21.1	21.1	8.3, 2.7
Temperatura del aceite térmico en la entrada/salida ORC	K	-	502.2/363.2	527.5, 415.5
Temperatura del aceite térmico en el recuperador de salida de gases del motor	K	-	451.7	480.4
Temperatura de salida de gases del motor	K	373.0	373.1	425.5
Temperatura de salida ORC del agua de refrigeración del motor	K	360.1	358.4	343.0
Potencia térmica entrada ORC	KW	256.7	382.8	273.4, 540.0
Potencia eléctrica neta ORC	KW	35.6	53.21	40.0, 31.0
Rendimiento ORC	-	0.139	0.139	0.146, 0.058
Potencia total ORC+motor	KW	345.5	351.2	369.0
Consumo de biomasa seca	kg/h	246.2	250.1	250.1
Potencia entrada sistema (energía primaria)	kW	1284	1304	1304
Rendimiento eléctrico	-	0.269	0.269	0.283
Rendimiento eléctrico sin ciclo ORC	-	0.241	0.229	0.229

Tabla 44 Resultados de las configuraciones de gasificación, MACI y ORC [220].

Se puede observar cómo se obtienen los mejores rendimientos eléctricos netos para la tercera configuración con ciclo ORC en doble cascada, con un valor de 28,3%, cuando un ciclo ORC convencional puede estar en torno a un 18%. El valor de la planta según Kalina de 1.220.000 \$ puede hacer que la planta sea viable técnica y económicamente (1.220 \$/kWe). Por último, indicar que sin el acoplo del ciclo ORC, el mayor rendimiento se obtiene con la primera configuración, con un valor de 24,1%. Habría que valorar si el aumento de 4 puntos porcentuales, justifica la inversión en un ciclo ORC de doble cascada.

#### 7.4.9. Planta de Gasificación con Motor Stirling

El fabricante Stirling.DK [211], propone un sistema de gasificación updraft acoplado a un motor Stirling específico para biomasa. El sistema está pensado para sistemas cogenerativos, donde se obtienen rendimientos de hasta un 90% (18% eléctrico y 72% calor).

Este motor funciona por medio de dos intercambios de calor, con un foco frío y un foco caliente, a través de un fluido que lleva en su interior, en este caso Helio a 40 bar, no necesitando lubricación.

El funcionamiento del sistema es el siguiente:

1. Se produce el syngas en el gasificador, no siendo necesarios sistemas de limpieza del mismo. Esta es una gran ventaja sobre otros tipos de sistemas.
2. Este se quema en la cámara de combustión acoplada al motor Stirling.
3. Existe un circuito de refrigeración en el foco frío del motor que envía el calor a la aplicación cogenerativa cuando exista.

Parámetros dados por el fabricante Stirling.DK que pueden observarse en la Tabla 45.

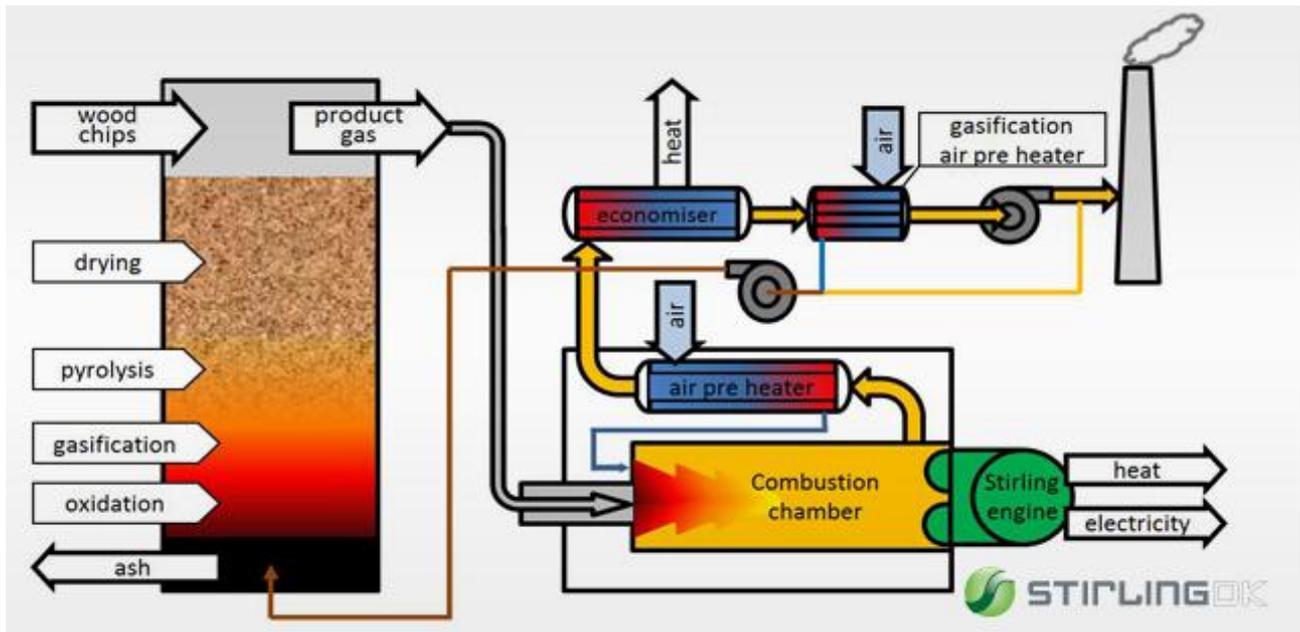


Figura 93. Esquema de proceso de Gasificación Updraft y motor Stirling [211]

Se indica un rendimiento eléctrico de un 18%, y total teniendo en cuenta la cogeneración de un 90%. Habría que tener en cuenta que el sistema es modular y que podría aumentarse a potencias mayores

Especificaciones	
Tipo de motor	SD4
Combustible	Astillas de madera
Humedad	35-55%
Potencia Eléctrica	35 kW
Consumo propio	2,5 kW
Potencias Térmica	140 kW
Flujo de agua 45 °C/80 °C	3,5 m3/hr
Consumo combustible	200 kW
Rendimiento eléctrico neto	18%
Rendimiento Planta	90%
Intervalo de servicio	4000 hrs

Tabla 45 Parámetros característicos de Plantas de Gasificación de Biomasa con motor Stirling [211].

Las ventajas de este sistema son que es muy versátil ante la variabilidad del syngas combustionado, y que los productos de la combustión no entran en contacto con las partes mecánicas del motor prologando su vida útil.

#### 7.4.10. Planta Gasificación y Vitrificación de Residuos

Esta tecnología está orientada principalmente a la conversión energética de residuos sólidos urbanos (RSU), siendo principalmente orgánicos, y otros como papel, plásticos, vidrio, metales, textiles, madera, goma... Como se puede observar muchos de origen biomásico. Es una tecnología que tiene una gran flexibilidad en cuanto a los combustibles a emplear.

La gasificación convencional, al no operar a altas temperaturas, da lugar a productos residuales como alquitranes, escorias y cenizas. Con la gasificación a alta temperaturas consigue la disociación molecular completa y se evita la presencia de SVOC (compuestos orgánicos semivolátiles) y la formación de dioxinas y furanos.

La alta temperatura necesaria para llevar a cabo una gasificación a alta temperatura se consigue mediante antorchas de plasma. El plasma es el cuarto estado de la materia. Es un gas ionizado que existe en la naturaleza en los rayos o en las áureas boreales. La característica principal de un gas ionizado es facilitar una transferencia de calor con bajo flujo másico (“low mass heat transfer”) y generar temperaturas extremas de hasta 14.000 °C. Una antorcha de plasma es un equipo industrial que permite introducir gas ionizado (generalmente aire) a altísimas temperaturas mediante la generación controlada de un arco voltaico.

El proceso de gasificación a alta temperatura se lleva a cabo a unos 4000 °C en la zona plasmática, y de 1700 °C, a la salida del syngas, por lo que se consiguen altas velocidades de reacción, pudiendo reducir el tamaño del reactor y trabajar a presión atmosférica, reduciendo los costes de construcción del mismo [221].

Con este proceso, todos los residuos son reducidos completamente a gas (formado principalmente por CO e H<sub>2</sub>) y cristal vitrificado. Es necesario aportar un fluidificante (como cal) para mejorar la viscosidad de la lava para facilitar la colada, y para conseguir que esta tenga la basicidad necesaria para garantizar la lixiviabilidad de los metales pesados y sus correspondientes óxidos.

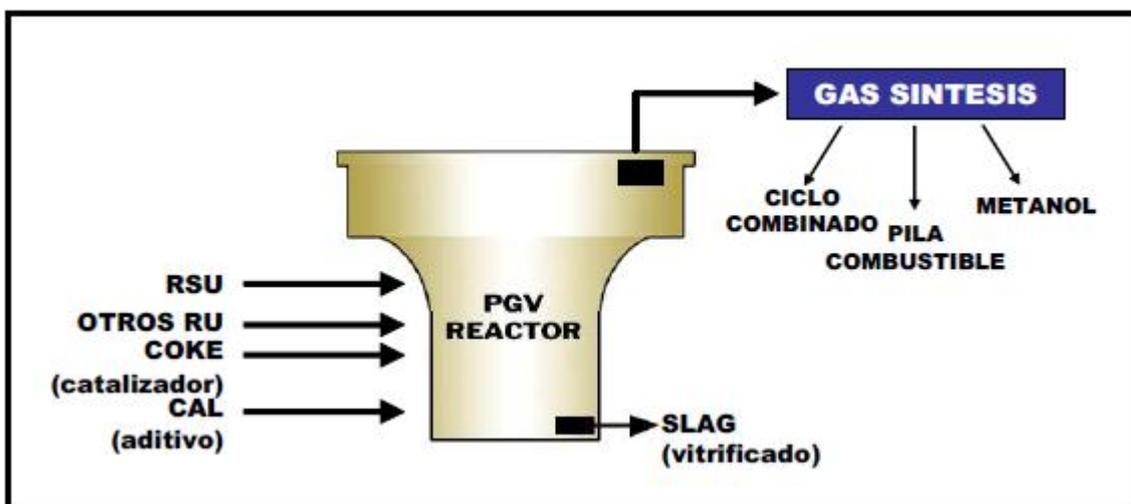


Figura 94. Esquema del proceso de Gasificación a Alta T y Vitrificación [221]

El gas generado por medio de esta tecnología puede acoplarse a los sistemas vistos anteriormente, con las ventajas de que no contiene alquitranes. La eficiencia eléctrica de un ciclo combinado acoplado a este tipo de planta puede ser de un 30,5% [221]

## 7.5. SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA A TRAVÉS DE LA PIROLISIS RÁPIDA (FAST PYROLISIS)

La pirolisis es la degradación térmica de la biomasa en la ausencia total de un agente oxidante, donde los componentes volátiles de la biomasa carbonosa son vaporizados en reacciones primarias por calentamiento, dejando un residuo consistente en char y cenizas.

La pirolisis siempre produce un gas o vapor que puede ser recogido como un líquido y como sólidos la parte carbonosa char.

La Pirolisis Rápida (Fast Pyrolysis) es diseñada para obtener la máxima fracción líquida en la conversión, por encima del 75% en peso de la biomasa seca. El char puede ser vendido o utilizado internamente para generar calor. El gas tiene un poder calorífico medio y puede ser también utilizado internamente. El líquido obtenido es una mezcla homogénea de componentes orgánicos y agua en una fase con las propiedades que se muestran en la siguiente tabla:

		Líquido Pirolítico	Diésel
<b>Densidad</b>	kg/m <sup>3</sup> a 15 °C	1.220	854
<b>Composición</b>	%C	48,5	83,6
	%H	6,4	12,8
	%O	42,5	0
	%S	0	0,9
<b>Viscosidad</b>	cSt a 50 °C	13	2,5
<b>Cenizas</b>	% wt	0,13	0,01
<b>Sulfuros</b>	% wt	0	0,15
<b>Agua</b>	% wt	20,5	0,1
<b>PCI</b>	MJ/kg	17,5	42,9
<b>Acidez</b>	pH	3	-

Tabla 46 Propiedades del líquido pirolítico y del diésel [83].

La Pirolisis Rápida requiere rápido calentamiento de la biomasa a temperatura en torno a 500 °C y rápido enfriamiento de los vapores generados para evitar reacciones secundarias.

Al igual que en gasificación, muchas tipologías de reactores han sido investigadas para pirolisis. Las configuraciones de lecho fluido han sido las más extendidas, principalmente las de lecho burbujeante, pero también las de lecho circulante y lechos transportados.

La mayor parte de los procesos de pirolisis, demandan biomasa seca y de partículas finas, por lo que son necesarios pretratamientos de secado y molienda. Los lechos burbujeantes necesitan partículas no mayores de 2 mm y los de lecho circulante hasta 5 mm. En cuanto a humedad, no debe ser superior al 10%, aunque es mejor un valor de 7% [83].

El uso del líquido generado, es principalmente utilizado en la generación eléctrica, combustionado en turbinas de gas o en motores diésel. Los motores son una tecnología probada con este tipo de combustible. Sin embargo, con turbinas de gas son varios los problemas que presentan (char arrastrado que atascaba los sistemas de inyección, corrosión, fouling y aumento de las emisiones de contaminantes), y por lo tanto no es un sistema de confianza con este combustible. También es posible utilizar el líquido pirolítico para generar calor [83].

La ventaja de este tipo de sistemas es que permite el desacoplamiento de la parte productiva del líquido pirolítico y subsistema de generación eléctrica como por ejemplo un motor diésel, posibilitando:

- Que varias plantas de Pirolisis Rápida produzcan combustible líquido para ser combustionado en una planta de con grandes motores diésel u otros sistema para producir electricidad.

- Que una planta de Pirolisis Rápida produzca combustible líquido para ser distribuido entre varias plantas de generación eléctrica con motor diésel u otro sistema.

Hay que tener en cuenta que la logística del combustible líquido presenta grandes ventajas en relación a la logística de la biomasa sin transformación, principalmente por la mayor economía del transporte.

En cuanto a la eficiencia eléctrica neta de este tipo de plantas, se puede observar en la siguiente grafica una comparativa con el resto de tecnologías principales tratadas:

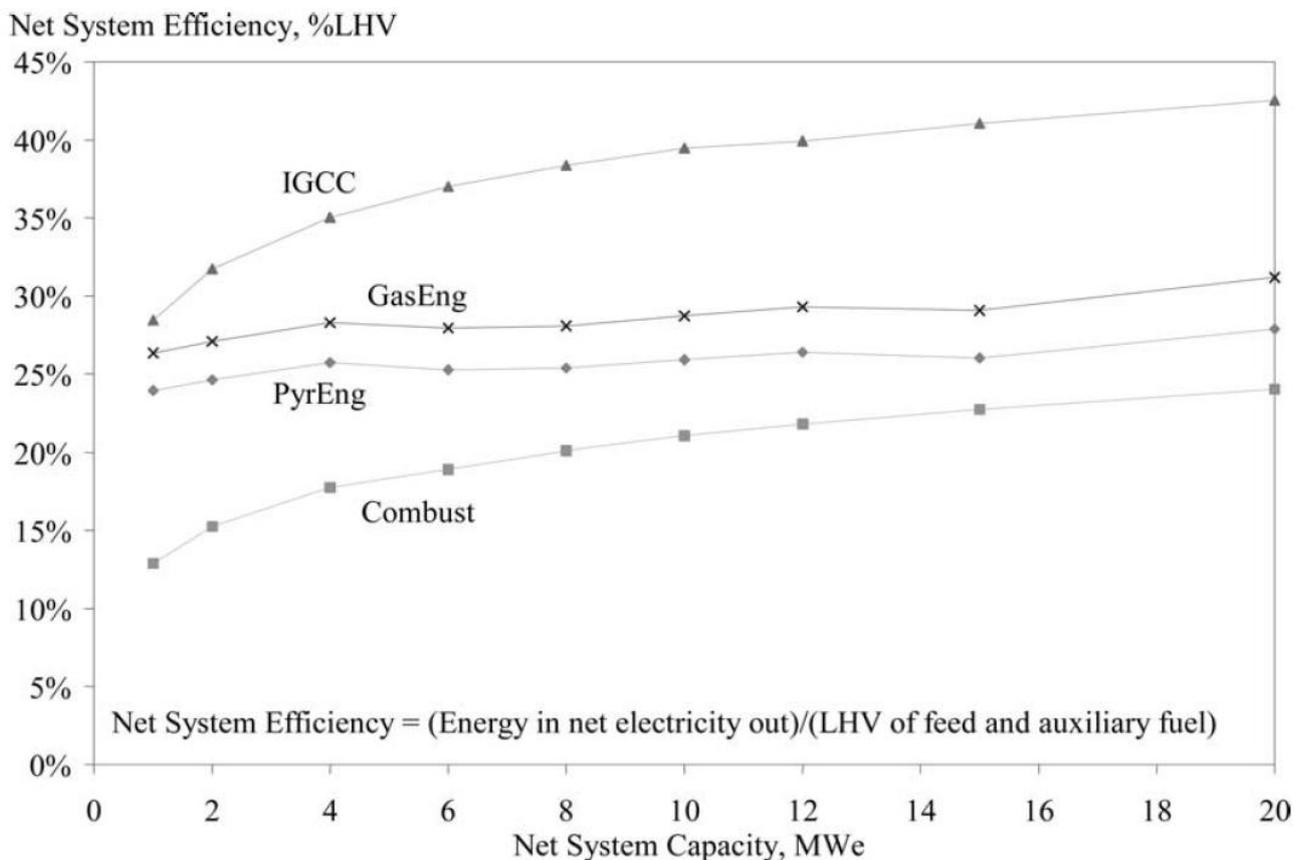


Figura 95. Grafica de eficiencia eléctrica neta frente a potencia eléctrica neta de distintas tecnologías [83]

Indicar que sitúa a la planta de Pirolisis Rápida, con eficiencias siempre por encima de la combustión directa, con valores de un 25% para una potencia de 2 MWe y de 27% para una potencia de 20 MWe. La gasificación con turbina de gas (GasEng) y la gasificación con ciclo combinado (IGCC), ofrecen rendimientos superiores. Según Bridgwater, es una tecnología que por costes de inversión y rendimientos puede ser una alternativa viable para plantas de pequeña escala, aunque expone unos precios de 4000 €/kWe para plantas de 2 MWe y de 2000 €/kWe para plantas de 20 MWe.

## 7.6. COMPARATIVA FINAL DE TECNOLOGÍAS Y CONCLUSIONES

Podemos ver que los resultados obtenidos reflejan (sobre las fuentes expuestas en el desarrollo del capítulo), tal y como se pueden ver en estas tablas resúmenes de las tecnologías expuestas de combustión, gasificación y pirolisis lo siguiente:

1. Los costes de inversión son muy altos en general (en torno a los 2000-3000 €), sobre todo para aquellas tecnologías que están en fase de desarrollo y aprendizaje, y en las cuales solo existen instaladas pequeñas plantas de demostración.
2. Las tecnologías que se encuentran en fase de desarrollo con la biomasa, o que tal vez, no existen iniciativas de instalación de las mismas, son muchas a excepción de la combustión y la co-combustión, que se presentan como las más fiables.

3. El principal problema en el desarrollo de las tecnologías, es que se logran avances y siempre siguen situando a la biomasa como combustible más problemático que los combustibles fósiles.
4. Los mayores rendimientos se obtienen para tecnologías todavía en fase de demostración, como las pilas de combustible.
5. La tecnología más fiable en combustión para la generación eléctrica es la co-combustión y después los ciclos Rankine Convencional, con rendimientos entre 18 y 40%, según tecnología y escala. Los ciclos ORC serían aplicables en los casos en los que existe demanda de calor, ya que los rendimientos bajan considerablemente.
6. En el caso de la gasificación, la tecnología más aplicada sería el motor de gas, debido a que admite una calidad del syngas no muy exigente en relación a la turbina de gas y los rendimientos son muy aceptables. Ofrece rendimientos de hasta un 28%.

	COMBUSTIÓN					
	CO-COMBUSTIÓN	C. RANKINE CONVENCIONAL	CICLO ORC	CICLOS SUPERCRITICOS ULTRASUPERCRITICOS	MOTOR STIRLING	WHOLE TREE ENERGY
Potencias eléctricas planta MWe	800-1000	2 a 50	Hasta 3	280	0,3	Hasta 150 MWe
Rendimiento eléctrico neto	40-43%	18-40%	14-18%	50%	10-12%	28-34%
Coste de inversión (€/kWe)	0-200	2000-3000	2500-3000	3500-4000	4000-4500	1090-1840
Estado de la tecnología	Probado	Probado	Probado	En desarrollo	En desarrollo	En fase demostración
Fiabilidad	Alta	Alta	Alta	Por demostrar	Fase de aprendizaje	Por analizar en plantas grandes
Problemas de operación	Calidad cenizas para cementos	Fouling-Slagging	Menos que combustión	En estudio	En estudio	Por analizar en plantas grandes
Viabilidad en plantas de 2 MWe	El mix puede ser equivalente a varias plantas de 2 MWe	Si	Si	No	Si, modularmente	No, por economía de escala
Rendimiento eléctrico neto en 2 MWe	No aplica	18-24%	0,18	No aplica	10-12%	No aplica

*Tabla 47 Resumen de sistemas de generación eléctrica con combustión*

	GASIFICACIÓN				
	TURBINA DE GAS	ABIGCC ATMOSFÉRICO	BIGCC PRESURIZADO	TG E INYECCIÓN DE VAPOR (STIG)	TG Y COMBUSTION EXTERNA
Potencias eléctricas planta MWe	10 a 30	100	100	50	50
Rendimiento eléctrico neto	25-35%	32-34%	32-44%	45,10%	10-20%
Coste de inversión (€/kWe)	1500-3000	1000-2300	2000-3500	1200-2000	1200-2000
Estado de la tecnología	Desarrollado	En desarrollo	En desarrollo	En desarrollo	En desarrollo
Fiabilidad	Alta	Alta	Alta	Analizándose	Analizándose
Problemas de operación	Cámara de combustión más grande. Corrosión	Controlados	Controlados	La inyección de vapor puede agotar la combustión	Deterioro del intercambiador
Viabilidad en plantas de 2 MWe	Si	No	No	Por verificar	Por verificar
Rendimiento eléctrico neto en 2 MWe	0,33	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica

*Tabla 48 Resumen de sistemas de generación eléctrica con gasificación*

	GASIFICACIÓN						PIROLISIS
	MOTOR DE SYNGAS	PILA DE COMBUSTIBLE	PILA DE COMBUSTIBLE Y TG	MOTOR Y ORC	MOTOR STIRLING	GASIFICACIÓN Y VITRIFICACIÓN- CICLO COMBINADO	PIROLISIS RÁPIDA
Potencias eléctricas planta MWe	50		50	3	0,1	50	50
Rendimiento eléctrico neto	13-28%	20-64%	47-58%	28%	18%	30,50%	25-27%
Coste de inversión (€/kWe)	2500-3000	2900-3300	3000-4000	1200-2500	4000-5000	-	2000-4000
Estado de la tecnología	Probado	En fase demostración	En fase demostración	Probado	Probado	Probado	En desarrollo
Fiabilidad	Alta	Por verificar	Por verificar	Por verificar	En estudio	Media	Por verificar
Problemas de operación	Baja disponibilidad por mantenimiento	Por analizar en plantas grandes	Por analizar en plantas grandes	Por analizar en plantas grandes	Fases de arranque	Altas temperaturas	Probado con motores. Problemas con TG
Viabilidad en plantas de 2 MWe	Si	Si	Si	Si	Si, modularmente	No	Si
Rendimiento eléctrico neto en 2 MWe	0,27	50-60%	47-55%	0,28	0,18	No aplica	0,25

*Tabla 49 Resumen de sistemas de generación eléctrica con gasificación (2ª parte) y pirolisis*

Los datos de inversión y rendimientos difieren de unos autores a otros, pero las tendencias son coincidentes, disminuyendo los costes de inversión y aumentando los rendimientos con la escala de la planta, y presentando los rendimientos más altos las tecnologías en fase de desarrollo.

En las siguientes graficas se pueden observar el reflejo de estas tendencias para varios tipos de plantas de generación eléctrica:

- GF/ST: Horno de parrilla y turbina de vapor. **Menor inversión y rendimiento.**
- FBC/ST: Combustión de lecho fluidizado y turbina de vapor.
- BIG/CCa: Gasificación de biomasa y Ciclo Combinado atmosférico
- FBG/GE: Gasificación de lecho fluidizado y motor de syngas.
- BIG/CCp: Gasificación de biomasa y Ciclo Combinado presurizado. **Mayor inversión y rendimiento.**

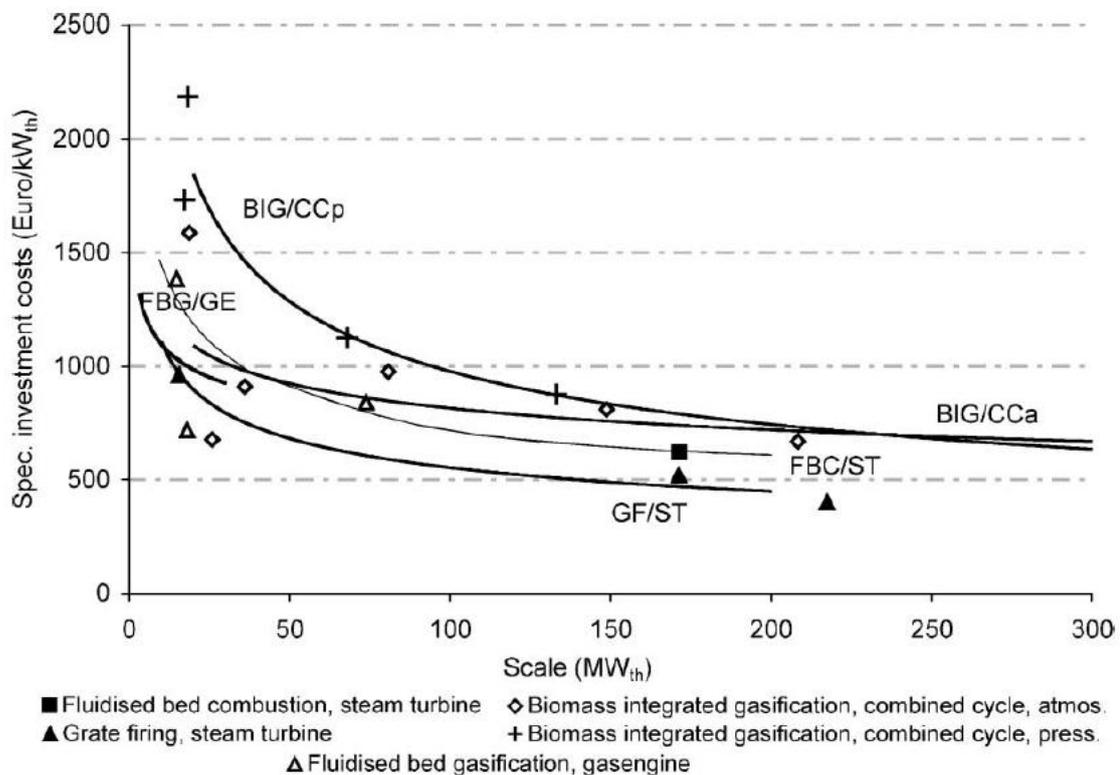


Figura 96. Costes de inversión de plantas de generación eléctrica [222]

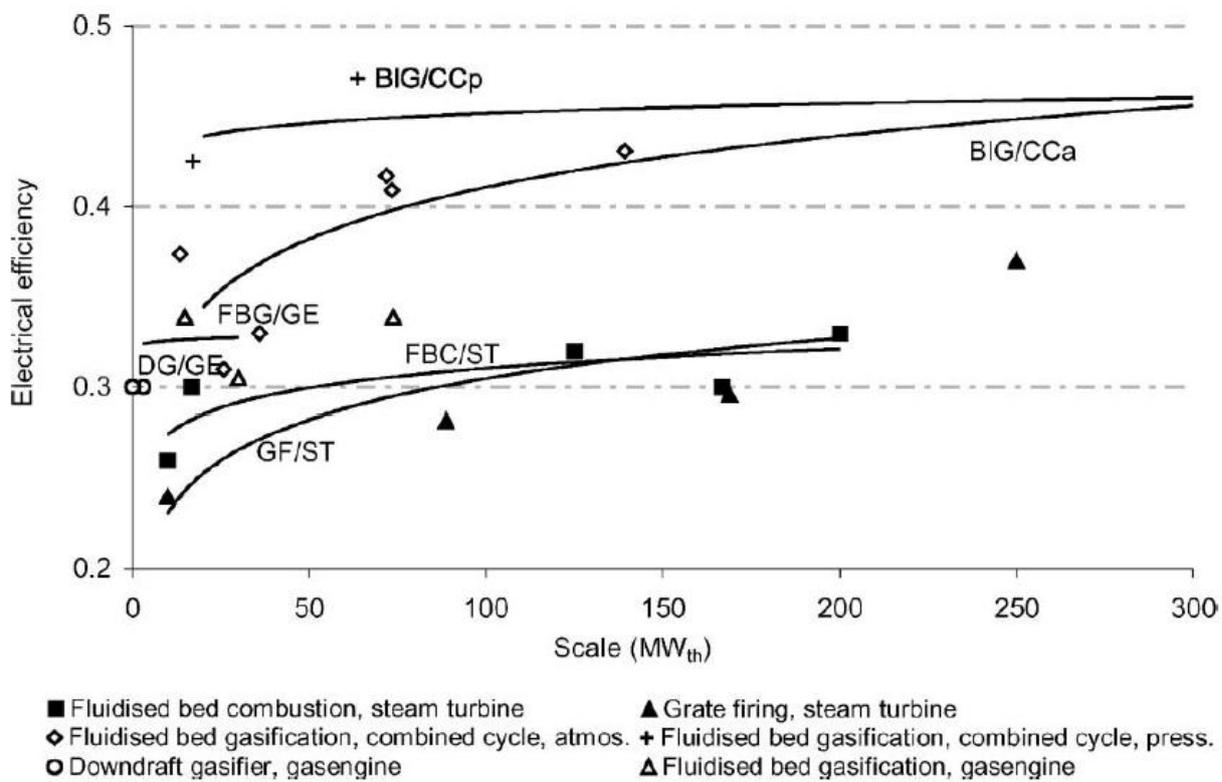


Figura 97. Rendimientos eléctricos netos de plantas de generación eléctrica

[222]



## CONCLUSIONES GENERALES

Expuestos los capítulos de esta tesis doctoral, se recogen a continuación las conclusiones generales de la misma.

**Primero.-** Las horas de funcionamiento anuales que se derivan de la energía eléctrica generada por las plantas de biomasa actuales en España (según datos del año 2010) en relación a la potencia instalada para la biomasa sólida son de 5.290 horas/año. Esto viene a indicar una discrepancia entre las horas de funcionamiento anual que se consideran en los proyectos (6.500-7.500 horas/año), y las reales. Se puede decir que estamos en la fase de aprendizaje de las tecnologías de conversión de la biomasa a energía eléctrica, y que existen problemas en las plantas que no permiten alcanzar el factor de operación previsto. La planificación del PER 2011-2020 establece un aumento en la potencia instalada con biomasa de 383 MW en 10 años (38,3 MW/año), cuando el PER 2005-2010 tenía un objetivo marcado 1.116 MW en 5 años (223,2 MW/año). Este hecho junto con la suspensión de la preasignación de renovables, supone un desistimiento de la apuesta por la biomasa como alternativa energética en función al potencial existente en España.

**Segundo.-** Es crucial en el diseño de una planta de Generación Eléctrica las consideraciones del sistema de manipulado y preparación de la biomasa, previo a la entrada al conversor energético (ya sea combustor o gasificador). Los problemas de sólidos extraños indeseados (metales, piedras...), los arcos en las tolvas o corrientes preferenciales, la descomposición química de la biomasa almacenada o la pirolización externa de la biomasa en el secado, son problemas que pueden provocar

paradas de planta indeseadas y costosas. Estos problemas provocan gran inestabilidad en el funcionamiento de las plantas.

**Tercero.-** La energía primaria utilizada en la recogida y transporte de la planta varía entre un 2% y un 7% de la energía primaria de la biomasa, en función de los tratamientos previos al transporte (por ejemplo, si está peletizada o no).

**Cuarto.-** Los costes de transporte de la biomasa en distancias entre 25 km y 100 km pueden oscilar entre los 6 y 17 €/ton seca de biomasa. A esto habría que sumar, para cada tipo de biomasa, los costes de recogida y astillado u otra preparación si la hubiere. Según los cálculos expuestos, estos costes oscilarían entre los 5,91 y 11,05 €/ton para plantas de 2 MWe de con distintos rendimientos de 2 MWe.

**Quinto.-** Existe un interés creciente en el mercado a gran escala de la biomasa en grandes distancias (del orden de 1200 km y por barco), haciendo eficiente el transporte por el gran volumen transportado. Los costes para traer biomasa de Latinoamérica a Europa podrían ser del orden de los 40-55 €/ton seca puesta en puerto de destino, pudiendo en grandes plantas, generar energía eléctrica a 0,035 €/kWhe. En estas condiciones y en grandes plantas, se podría competir con los combustibles fósiles.

**Sexto.-** En plantas pequeñas del orden de 2 MWe, los costes fijos de inversión en equipos de transporte y mantenimientos anuales, aumentan los ratios de coste de transporte por tonelada de biomasa, por lo que se deduce que debe de optimizarse el tamaño de la planta de biomasa de acuerdo a estos costes expuestos.

**Séptimo.-** Las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la recogida y el transporte de biomasa son del orden del 5% máximo en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub>

que la biomasa evita, siendo según los cálculos expuestos de un máximo de 0,69% para distancias medias de 100 km (excluyendo las fases previas al transporte de recogida y preparación si las hubiere), para plantas de 2 MWe. Las emisiones de CO<sub>2</sub> en distancias de 1200 km están del orden del 2,5% sobre el CO<sub>2</sub> evitado.

**Octavo.-** El estudiar las superficies de recogida necesarias, según las densidades energéticas de cada biomasa y su poder calorífico inferior, es un factor clave en el diseño del sistema logístico de este tipo de plantas de generación eléctrica. En el caso concreto de La Rioja, y para la biomasa del sarmiento, se verifica que la necesidad de superficies de recogida necesarias para distancias medias de 25 km para una planta de 2 MWe, se corresponde con gran exactitud con las tierras de cultivo actualmente existentes en La Rioja de vid.

**Noveno.-** La combustión es el proceso de conversión de la biomasa a energía eléctrica más extendido a nivel mundial, y ello se deriva de la experiencia obtenida con los combustibles fósiles. Hay que tener en cuenta que la biomasa plantea problemas de fouling, slagging y el depósito de cenizas entre otros, que deben ser anticipados con medidas en el diseño. Estudiados los tubos de los sobrecalentadores de la caldera de Biomasa de la Central Eléctrica de Sangüesa, se comprueba que el Cl<sub>2</sub>(g) es el factor principal que favorece el mecanismo de corrosión activa (utilizando paja como combustible). Los depósitos formados en los tubos de los sobrecalentadores están formados por tres capas de composición química diferente. El más cercano a los tubos es principalmente un compuesto de KCl(s) y tiene un punto de fusión de 575°C. En las temperaturas de trabajo actual de la planta, la presencia de KCl(s) en los

tubos no es peligrosa desde el punto de vista de la corrosión. Estos resultados han sido publicados en el año 2013 [43].

**Décimo.-** Los parámetros de mayor influencia en el proceso de gasificación son la temperatura de reacción de gasificación y el ratio equivalente (RE). Ambos están interrelacionados. El control de estos parámetros asegura, (i) producir un syngas con unos contenidos admisibles de alquitranes y partículas, y (ii) que no se generan efectos indeseados de sinterización de cenizas por elevadas temperaturas en el reactor.

**Undécimo.-** La humedad de la biomasa es un parámetro de operación que reduce la eficacia de la gasificación, ya que parte de la energía se emplea en secar dicha biomasa. Además, humedades por encima del 15% producen variaciones en la concentración de componentes del syngas generado, y por lo tanto de su poder calorífico, con lo que hacen al proceso inestable. Procesos de preparación previos de la biomasa, como la pirólisis o la torrefacción, pueden contribuir a dar una regularidad energética al combustible, que permita estabilizar la gasificación.

**Duodécimo.-** La presencia de los alquitranes en el syngas generado es una de las principales barreras tecnológicas para el desarrollo de la gasificación. Actualmente se propone actuar en el gasificador, con (i) su diseño, (ii) el ajuste óptimo de los parámetros de operación que inciden directamente en la cantidad de alquitranes que se generan, y (iii) el empleo de catalizadores y aditivos o, como segunda opción, la utilización de técnicas de limpieza o conversión de los tars sobre la corriente del syngas generado.

**Decimotercero.-** Diseñar una planta de gasificación exige tener en consideración unos factores clave, sobre los que no se puede asegurar

que se cumplirán con la exigencia necesaria durante la operación de la planta (principalmente composición de la biomasa), generando inestabilidades en su funcionamiento. La operación de la planta debe ser rigurosa en su operación para que el syngas sea conforme a lo esperado. Además la limpieza del syngas (alquitranes) sigue siendo una cuestión sin resolver a unos costes competitivos. Estos hechos constituyen las principales barreras tecnológicas para el desarrollo de esta tecnología. Estos resultados han sido publicados recientemente [42].

**Decimocuarto.-** Según el modelo de gasificación simulado en ASPEN PLUS, el vapor es un buen agente gasificante cuando se pretende que el componente predominante en el syngas sea el  $H_2$ , habiendo conseguido una fracción en volumen estándar del 61%, operando el gasificador a 700 °C y presión atmosférica.

**Decimoquinto.-** El efecto de la temperatura produce un máximo de producción de  $H_2$  en torno a los 700 °C, y el CO aumenta conforme lo hace la temperatura, disminuyendo las fracciones de volumen estándar de  $CH_4$  y  $CO_2$ .

**Decimosexto.-** Aumenta la producción de metano cuando aumenta la presión desde 1 a 33 bar, debido al cambio de sentido de equilibrio de algunas reacciones como las reacciones de reforma del vapor. También aumenta la fracción de volumen estándar de  $CO_2$ , disminuyendo las de  $H_2$  y CO. Todo ello deriva en un syngas de un poder calorífico inferior creciente con la presión de operación del gasificador.

**Decimoséptimo.-** Al simular el proceso de gasificación con 4 combustibles diferentes (cebada de trigo, pino, olivo y vid), se comprueba como el syngas generado es muy similar (con vapor como gasificante), variando desde 9,00 hasta 9,20 MJ/m<sup>3</sup>.N.

**Decimoctavo.-** El aumento del ratio vapor/biomasa desde 0,1 hasta 1,8, produce una tendencia de aumento de las fracciones volumétricas de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, y disminuciones de las de CO y CH<sub>4</sub>.

**Decimonoveno.-** Al simular el proceso de gasificación con varios agentes gasificantes en ratios variables de 0,1 hasta 1,8, los resultados fueron los siguientes, en relación al vapor como agente gasificante:

- a. Con aire cae bruscamente la producción de H<sub>2</sub>, lo cual va a derivar en un syngas de un poder calorífico inferior menor.
- b. Con oxígeno, se observa cómo crece de forma exponencial la fracción volumétrica de CO<sub>2</sub>, disminuyendo las de CO y H<sub>2</sub> hasta desaparecer en un ratio de 1,2 (se correspondería a combustión completa). El ratio donde se conseguiría un syngas de poder calorífico inferior máximo sería entre 0,3 y 0,4.
- c. El gasificante CO<sub>2</sub>, como aporta carbono al proceso hace que aumente la fracción de CO y que tenga un máximo en torno al ratio de 0,7, disminuyendo de forma importante la cantidad de H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> generado de forma similar al gasificante aire.
- d. En los gasificantes de mezcla aire-vapor en distintas fracciones molares, se observa como aparecen unos máximos de producción de H<sub>2</sub> en ratios en torno a 0,7 para ambos casos, manteniéndose el resto de fracciones de CO, CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub> similares en tendencias respecto al modelo 0.

**Vigésimo.-** En cuanto a la energía contenida en el syngas generado al variar los agentes gasificantes en ratios de 0,1 a 1,8, esta disminuye conforme aumentan los ratios de gasificante/biomasa, salvo para las siguientes excepciones:

- a. Con  $\text{CO}_2$  como agente gasificante, al aumentar el ratio  $\text{CO}_2/\text{biomasa}$ , aumenta la cantidad de energía portada por el syngas generado.
- b. En el gasificante vapor se observa como existe un máximo de energía portada por el syngas generado para un ratio vapor/biomasa de entre 0,5 y 0,6, lo cual coincide con lo señalado por la mayor parte de autores para este parámetro.
- c. En el gasificante Mezcla de aire y vapor, fracción molar de 0,3 y 0,7 respectivamente se observa como existe un máximo de energía portada por el syngas generado para un ratio vapor/biomasa de entre 0,20 y 0,25.

Por lo tanto, debe tenerse en cuenta en función del agente gasificante, no solo los componentes del syngas generado sino también la energía portada por este, contemplando como parámetros tanto el PCI como el flujo volumétrico.

**Vigésimo primero.**-Son muchas las configuraciones de sistemas que pueden establecerse para generación eléctrica a través de la combustión y la gasificación de biomasa. Muchas con rendimientos muy altos, de hasta un 64% como las pilas de combustible se encuentran en fase de demostración. Existe un gran interés en la investigación en sistemas de generación eléctrica con biomasa, y se están buscando vías de poder implantar los pilotajes y pruebas en plantas de mayor escala, que permitan un aprendizaje consistente de la tecnología.

**Vigésimo segundo.**- Los costes de inversión de muchas de las configuraciones para generación eléctrica, tanto de combustión como de gasificación, están en torno a los 2.000-3.000 €/kWe para plantas pequeñas del orden de 2 MWe (menores cuando aumenta la escala), lo

cual en muchas ocasiones hace inviables los proyectos, más cuando se observa en la experiencia de las plantas existentes que no logran alcanzar las horas de operación previstas.

## PROPUESTA DE LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN COMO CONTINUACIÓN A ESTA TESIS DOCTORAL

Se considera que esta Tesis Doctoral debería continuar en profundizar las siguientes líneas de investigación:

- Con el aumento de presión, se aumenta la eficiencia del proceso, disminuyendo la cantidad de tar del syngas generado, lo cual constituiría una línea de investigación a corroborar a posteriori de esta tesis. Habría que analizar los costes de inversión que supone el operar a presiones mayores, consiguiendo syngas de mayor poder calorífico inferior, encontrando la óptima presión de operación termo-económica actualizada.
- Deberían ser simulados otros efectos como la variación de los tipos de biomasa, versus los distintos tipos de agentes gasificantes utilizados, así como el efecto de la humedad de las biomásas en los syngas generados, incluyendo también el punto de vista económico en los análisis.
- Otra línea de investigación a continuar sería estudiar cómo mejora la calidad del syngas en cuanto a tars y otras partículas por efecto de la temperatura, la presión y otros parámetros en el proceso de gasificación.
- Las simulaciones deberían corroborarse con plantas experimentales que desembocarían en optimización de los procesos de gasificación, para que estos pudieran ser la base de propuestas de plantas de mayor escala y envergadura.
- Por último, son significativos los resultados obtenidos utilizando el CO<sub>2</sub> como agente gasificante, y las posibilidades que ofrece como absorbedor de CO<sub>2</sub> de otros procesos térmicos. Este hecho debería ser estudiado en profundidad pues puede llegarse a resultados muy interesantes.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Sala JM, López LM. Plantas de Valorización Energética de Biomasa. Logroño (La Rioja): EDITORIAL OCHOA; 2002.
- [2] Castro Gil M, Calero Pérez R, Carta González JA, Colmenar Santos A. Centrales de energías renovables : generación eléctrica con energías renovables. Madrid etc .: UNED Pearson Educación; 2009.
- [3] Basu P. Biomass Characteristics. In: Biomass Gasification Design Handbook, Boston: Academic Press; 2010, p. 27-63DOI: 10.1016/B978-0-12-374988-8.00002-7.
- [4] Marcos A, González JF, Turégano J, Miranda A, Correira S. Aprovechamiento energético mediante procesos de gasificación con aire de residuos biomásicosUniversidad de Extremadura et al. 2005; 15.
- [5] Jones JM, Nawaz M, Darvell LI, Ross A, Pourkashanian M, Williams A. *Towards Biomass Classification for Energy Applications* in: **Science in Thermal and Chemical Biomass Conversion**Bridgwater AV; Boocock DGB (editors)- CPL Press. 2006; 1: pp.331-339.
- [6] Besel SA. Biomasa: Gasificación: IDAE; 2007.
- [7] Basu P. Introduction. In: Biomass Gasification Design Handbook, Boston: Academic Press; 2010, p. 1-25DOI: 10.1016/B978-0-12-374988-8.00001-5.
- [8] Martínez S. Evaluación de la Biomasa como Recurso Energético Renovable en Cataluña 2009.
- [9] Amandus Kahl Iberica S.L. Plantas de Granulado y Peletizado8/29/2011  
<http://www.akahl.es/index.html>.
- [10] Damien A. La biomasa : fundamentos, tecnologías y aplicaciones. Madrid: Mundi-Prensa AMV; 2010.
- [11] McKendry P. Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. Bioresour Technol 2002; 83: 47-54DOI: 10.1016/S0960-8524(01)00119-5.
- [12] Unión Europea. Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se

modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (Texto pertinente a efectos del EEE) [.http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/renewable\\_energy/en0009\\_es.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/en0009_es.htm).

[13] Plan de Energías Renovables 2005- 2010. - IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía 8/12/2011 <http://www.idae.es>.

[14] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - PER 2011-2020 8/30/2011 <http://www.idae.es/>.

[15] Unión Europea. Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/renewable\\_energy/l27035\\_es.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27035_es.htm).

[16] Unión Europea. Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE <http://eu.vlex.com/vid/gasolina-gasoleo-controlar-invernadero-58396392>.

[17] Unión Europea. Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte. [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/renewable\\_energy/l21061\\_es.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l21061_es.htm).

[18] Unión Europea. Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad [http://europa.eu/legislation\\_summaries/internal\\_market/single\\_market\\_for\\_goods/motor\\_vehicles/interactions\\_industry\\_policies/l27019\\_es.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/internal_market/single_market_for_goods/motor_vehicles/interactions_industry_policies/l27019_es.htm).

[19] España. **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.** Boletín Oficial del Estado, núm. 126 de 26 de mayo de 2007, páginas 22846 a 22886 (41 págs.).

[20] España. Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía. Boletín Oficial del Estado, núm. 23 de 27 de enero de 1981, páginas 1863 a 1866 (4 págs.).

[21] España. Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Boletín Oficial del Estado, núm. 313 de 31 de diciembre de 1994, páginas 39595 a 39603 (9 págs.).

[22] España. REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Adapta el régimen especial de generación eléctrica a la liberalización del sector. Boletín Oficial del Estado, núm. 312 de 30 de diciembre de 1998, páginas 44077 a 44089 (13 págs.).

[23] España. Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Boletín Oficial del Estado, núm. 114 de 12 de mayo de 2007, páginas 20605 a 20609 (5 págs.).

[24] España. Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Boletín Oficial del Estado, núm. 283 de 24 de noviembre de 2009, páginas 99848 a 99856 (9 págs.).

[25] España. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Boletín Oficial del Estado, núm. 24 de 28 de enero de 2012, páginas 8068 a 8072 (5 págs.).

[26] España. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, núm. 75 de 27 de marzo de 2004, páginas 13217 a 13238 (22 págs.).

[27] España. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, núm. 285 de 28 de noviembre de 1997, páginas 35097 a 35126 (30 págs.).

[28] España. ORDEN de 9 de mayo de 2000 por la que se homologa el contrato-tipo de compraventa y recepción de biomasa procedente de cultivo de cardo, destinada a la producción de energía

eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm. 121 de 20 de mayo de 2000, páginas 18605 a 18609 (5 págs.).

[29] España. ORDEN PRE/472/2004, de 24 de febrero, por la que se crea la Comisión Interministerial para el aprovechamiento energético de la biomasa. Boletín Oficial del Estado, núm. 50 de 27 de febrero de 2004, páginas 9260 a 9261 (2 págs.).

[30] España. Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Boletín Oficial del Estado, núm. 131 de 1 de junio de 2007, páginas 23892 a 23896 (5 págs.).

[31] España. Resolución de 13 de marzo de 2009, de la Presidencia del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se establece la convocatoria y bases correspondientes a la habilitación de empresas colaboradoras en el Programa de Acuerdos Voluntarios con empresas del sector de la biomasa térmica en edificios. Boletín Oficial del Estado, núm. 68 de 20 de marzo de 2009, páginas 27907 a 27929 (23 págs.).

[32] España. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Boletín Oficial del Estado, núm. 74 de 28 de marzo de 2006, páginas 11816 a 11831 (16 págs.).

[33] España. Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. Boletín Oficial del Estado, núm. 207 de 29 de agosto de 2007, páginas 35931 a 35984 (54 págs.).

[34] España. Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio. Boletín Oficial del Estado, núm. 89 de 13 de abril de 2013, páginas 27563 a 27593 (31 págs.).

[35] España. Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural. Boletín Oficial del Estado, núm. 299 de 14 de diciembre de 2007, páginas 51339 a 51349 (11 págs.).

[36] España. Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. Boletín Oficial del Estado, núm. 248 de 14 de octubre de 2008, páginas 41170 a 41175 (6 págs.).

[37] España. Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios. Boletín Oficial del Estado, núm. 89 de 13 de abril de 2013, páginas 27548 a 27562 (15 págs.).

[38] España. Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Boletín Oficial del Estado, núm. 55 de 5 de marzo de 2011, páginas 25033 a 25235 (203 págs.).

[39] España. Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente. Boletín Oficial del Estado, núm. 102 de 29 de abril de 2006, páginas 16820 a 16830 (11 págs.).

[40] CNE - Comisión Nacional de Energía - 8/30/2011 <http://www.cne.es/cne/Home>.

[41] Ruiz JA, Juárez MC, Morales MP, López-Ochoa LM, Doménech J. Biomass gasification or combustion for generating electricity in Spain: Review of its current situation according to the opinion of specialists in the field. Journal of Renewable and Sustainable Energy 2013; 5.

[42] Ruiz JA, Juárez MC, Morales MP, Muñoz P, Mendivil MA. Biomass gasification for electricity generation: Review of current technology barriers. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2013; 18: 174-8310.1016/j.rser.2012.10.021.

[43] Berlanga-Labari C, Ruiz JA. Study of Corrosion in a Biomass Boiler. Journal of ChemistryHindawi Publishing Corporation 2013; Volume 2013 (2013), Article ID 272090, 8 pages10.1155/2013/272090.

[44] Basu P. Biomass Handling. In: Biomass Gasification Design Handbook, Boston: Academic Press; 2010, p. 269-299DOI: 10.1016/B978-0-12-374988-8.00008-8.

[45] Energy Biomass Centre. [http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?\\_pageid=73,1&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?_pageid=73,1&_dad=portal&_schema=PORTAL) 2009.

[46] Fabricante de tolvas y sistemas de almacenaje8/30/2011 <http://www.jenike.com/Soluciones/poorflow.html#>.

[47] Sigma Thermal. Intercambiadores de Calor8/29/2011 <http://www.sigmathermal.com/es>.

- [48] Rentizelas A, Karellas S, Kakaras E, Tatsiopoulou I. Comparative techno-economic analysis of ORC and gasification for bioenergy applications. *Energy Conversion and Management* 2009; 50: 674-81DOI: 10.1016/j.enconman.2008.10.008.
- [49] Rentizelas AA, Tolis AJ, Tatsiopoulou IP. Logistics issues of biomass: The storage problem and the multi-biomass supply chain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009; 13: 887-94DOI: 10.1016/j.rser.2008.01.003.
- [50] Eriksson LN. Comparative analyses of forest fuels in a life cycle perspective with a focus on transport systems. *Resour Conserv Recycling* 2008; 52: 1190-7DOI: 10.1016/j.resconrec.2008.06.009.
- [51] Tolosana E, Laina R, Martínez-Ferrari R, Ambrosio Y. Recovering of forest biomass from Spanish hybrid poplar plantations. *Biomass Bioenergy* 2011; 35: 2570-80DOI: 10.1016/j.biombioe.2011.02.007.
- [52] Boukis I, Vassilakos N, Kontopoulou G, Karellas S. Policy plan for the use of biomass and biofuels in Greece: Part II: Logistics and economic investigation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009; 13: 703-20DOI: 10.1016/j.rser.2008.02.008.
- [53] Börjesson P, Gustavsson L. Biomass transportation. *Renewable Energy* 1996; 9: 1033-610.1016/0960-1481(96)88456-4.
- [54] Felker P. Economic, environmental, and social advantages of intensively managed short rotation mesquite (*Prosopis* spp) biomass energy farms. *Biomass* 1984; 5: 65-7710.1016/0144-4565(84)90070-2.
- [55] Cundiff JS, Dias N, Sherali HD. A linear programming approach for designing a herbaceous biomass delivery system. *Bioresour Technol* 1997; 59: 47-5510.1016/S0960-8524(96)00129-0.
- [56] Sims REH, Venturi P. All-year-round harvesting of short rotation coppice eucalyptus compared with the delivered costs of biomass from more conventional short season, harvesting systems. *Biomass Bioenergy* 2004; 26: 27-3710.1016/S0961-9534(03)00081-3.
- [57] Krukanont P, Prasertsan S. Geographical distribution of biomass and potential sites of rubber wood fired power plants in Southern Thailand. *Biomass Bioenergy* 2004; 26: 47-5910.1016/S0961-9534(03)00060-6.

- [58] Singh J, Panesar BS, Sharma SK. A mathematical model for transporting the biomass to biomass based power plant. *Biomass Bioenergy* 2010; 34: 483-810.1016/j.biombioe.2009.12.012.
- [59] Hamelinck CN, Suurs RAA, Faaij APC. International bioenergy transport costs and energy balance. *Biomass Bioenergy* 2005; 29: 114-34DOI: 10.1016/j.biombioe.2005.04.002.
- [60] Gustavsson L, Börjesson P. Biomass utilisation and transportation demands. *Renewable Energy* 1996; 9: 1037-4010.1016/0960-1481(96)88457-6.
- [61] Forsberg G. Biomass energy transport: Analysis of bioenergy transport chains using life cycle inventory method. *Biomass Bioenergy* 2000; 19: 17-30DOI: 10.1016/S0961-9534(00)00020-9.
- [62] Ravula PP, Grisso RD, Cundiff JS. Comparison between two policy strategies for scheduling trucks in a biomass logistic system. *Bioresour Technol* 2008; 99: 5710-21DOI: 10.1016/j.biortech.2007.10.044.
- [63] An H, Searcy SW. Economic and energy evaluation of a logistics system based on biomass modules. *Biomass Bioenergy*10.1016/j.biombioe.2012.09.002.
- [64] Fan K, Zhang P, Pei ZJ. An assessment model for collecting and transporting cellulosic biomass. *Renewable Energy* 2013; 50: 786-9410.1016/j.renene.2012.08.022.
- [65] Judd JD, Sarin SC, Cundiff JS. Design, modeling, and analysis of a feedstock logistics system. *Bioresour Technol* 2012; 103: 209-1810.1016/j.biortech.2011.09.111.
- [66] Ravula PP, Grisso RD, Cundiff JS. Cotton logistics as a model for a biomass transportation system. *Biomass Bioenergy* 2008; 32: 314-25DOI: 10.1016/j.biombioe.2007.10.016.
- [67] Van Belle J. A model to estimate fossil CO<sub>2</sub> emissions during the harvesting of forest residues for energy—with an application on the case of chipping. *Biomass Bioenergy* 2006; 30: 1067-75DOI: 10.1016/j.biombioe.2005.12.019.
- [68] Mobini M, Sowlati T, Sokhansanj S. Forest biomass supply logistics for a power plant using the discrete-event simulation approach. *Appl Energy* 2011; 88: 1241-50DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.10.016.

- [69] Zhu X, Li X, Yao Q, Chen Y. Challenges and models in supporting logistics system design for dedicated-biomass-based bioenergy industry. *Bioresour Technol* 2011; 102: 1344-51DOI: 10.1016/j.biortech.2010.08.122.
- [70] Gallis CT. Activity oriented stochastic computer simulation of forest biomass logistics in Greece. *Biomass Bioenergy* 1996; 10: 377-82DOI: 10.1016/0961-9534(96)00002-5.
- [71] Frombo F, Minciardi R, Robba M, Rosso F, Sacile R. Planning woody biomass logistics for energy production: A strategic decision model. *Biomass Bioenergy* 2009; 33: 372-83DOI: 10.1016/j.biombioe.2008.09.008.
- [72] Yu H, Wang Q, Ileleji KE, Yu C, Luo Z, Cen K, et al. Design and analysis of geographic distribution of biomass power plant and satellite storages in China. Part 2: Road delivery. *Biomass Bioenergy* 10.1016/j.biombioe.2012.06.028.
- [73] Lamarre L. Electricity from Whole TreesEPRI JOURNAL 1997.
- [74] Yagi K, Nakata T. Economic analysis on small-scale forest biomass gasification considering geographical resources distribution and technical characteristics. *Biomass Bioenergy* 2011; 35: 2883-92DOI: 10.1016/j.biombioe.2011.03.032.
- [75] Perpiñá C, Alfonso D, Pérez-Navarro A, Peñalvo E, Vargas C, Cárdenas R. Methodology based on Geographic Information Systems for biomass logistics and transport optimisation. *Renewable Energy* 2009; 34: 555-65DOI: 10.1016/j.renene.2008.05.047.
- [76] Sokhansanj S, Kumar A, Turhollow AF. Development and implementation of integrated biomass supply analysis and logistics model (IBSAL). *Biomass Bioenergy* 2006; 30: 838-47DOI: 10.1016/j.biombioe.2006.04.004.
- [77] Evans A, Strezov V, Evans TJ. Sustainability considerations for electricity generation from biomass. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010; 14: 1419-27DOI: 10.1016/j.rser.2010.01.010.
- [78] Abuadala A, Dincer I. Investigation of a multi-generation system using a hybrid steam biomass gasification for hydrogen, power and heat. *Int J Hydrogen Energy* 2010; 35: 13146-5710.1016/j.ijhydene.2010.08.012.

[79] Ahrenfeldt J, Thomsen TP, Henriksen U, Clausen LR. Biomass gasification cogeneration – a review of state of the art technology and near future perspectives. *Appl Therm Eng* 10.1016/j.applthermaleng.2011.12.040.

[80] Arena U, Di Gregorio F, Santonastasi M. A techno-economic comparison between two design configurations for a small scale, biomass-to-energy gasification based system. *Chem Eng J* 2010; 162: 580-90 DOI: 10.1016/j.cej.2010.05.067.

[81] Bhattacharya A, Manna D, Paul B, Datta A. Biomass integrated gasification combined cycle power generation with supplementary biomass firing: Energy and exergy based performance analysis. *Energy* 2011; 36: 2599-610 DOI: 10.1016/j.energy.2011.01.054.

[82] Bridgwater AV. The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation. *Fuel* 1995; 74: 631-53 DOI: 10.1016/0016-2361(95)00001-L.

[83] Bridgwater AV, Toft AJ, Brammer JG. A techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2002; 6: 181-246 DOI: 10.1016/S1364-0321(01)00010-7.

[84] Caputo AC, Palumbo M, Pelagagge PM, Scacchia F. Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables. *Biomass Bioenergy* 2005; 28: 35-51 DOI: 10.1016/j.biombioe.2004.04.009.

[85] Cheddie DF, Murray R. Thermo-economic modeling of an indirectly coupled solid oxide fuel cell/gas turbine hybrid power plant. *J Power Sources* 2010; 195: 8134-40 DOI: 10.1016/j.jpowsour.2010.07.012.

[86] de Souza-Santos M. A feasibility study of an alternative power generation system based on biomass gasification/gas turbine concept. *Fuel* 1999; 78: 529-38 DOI: 10.1016/S0016-2361(98)00181-1.

[87] Domenichini R, Gasparini F, Cotone P, Santos S. Techno-economic evaluation of biomass fired or co-fired power plants with post combustion CO<sub>2</sub> capture. *Energy Procedia* 2011; 4: 1851-60 DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.063.

[88] Kirkels AF, Verbong GPJ. Biomass gasification: Still promising? A 30-year global overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011; 15: 471-81 DOI: 10.1016/j.rser.2010.09.046.

- [89] López González LM, Sala Lizarraga JM, Míguez Tabarés JL, López Ochoa LM. Contribution of renewable energy sources to electricity production in the autonomous community of Navarre (Spain): A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007; 11: 1776-9310.1016/j.rser.2006.01.002.
- [90] López González LM, Sala Lizarraga JM, Míguez Tabarés JL, López Ochoa LM. Contribution of renewable energy sources to electricity production in the La Rioja Autonomous Community, Spain. A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007; 11: 1244-5910.1016/j.rser.2005.09.002.
- [91] McGowin CR. Biomass for electric power in the 21st century. *Biomass Bioenergy* 1996; 10: 69-70DOI: 10.1016/0961-9534(95)00061-5.
- [92] Molino A, Giordano G, Motola V, Fiorenza G, Nanna F, Braccio G. Electricity production by biomass steam gasification using a high efficiency technology and low environmental impact. *Fuel* 10.1016/j.fuel.2012.06.104.
- [93] Pallav P. Economic potential of biomass gasification projects under clean development mechanism in India. *J Clean Prod* 2009; 17: 181-9310.1016/j.jclepro.2008.04.004.
- [94] Rodrigues M, Faaij APC, Walter A. Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle systems with inclusion of economies of scale. *Energy* 2003; 28: 1229-58DOI: 10.1016/S0360-5442(03)00088-4.
- [95] Singh RI, Mohapatra SK, Gangacharyulu D. Studies in an atmospheric bubbling fluidized-bed combustor of 10 MW power plant based on rice husk. *Energy Conversion and Management* 2008; 49: 3086-10310.1016/j.enconman.2008.06.011.
- [96] van den Broek R, Faaij A, van Wijk A. Biomass combustion for power generation. *Biomass Bioenergy* 1996; 11: 271-81DOI: 10.1016/0961-9534(96)00033-5.
- [97] Fiala M, Pellizzi G, Riva G. A Model for the Optimal Dimensioning of Biomass-fuelled Electric Power Plants. *J Agric Eng Res* 1997; 67: 17-25DOI: 10.1006/jaer.1996.0142.
- [98] Zhang L, Xu C, Champagne P. Overview of recent advances in thermo-chemical conversion of biomass. *Energy Conversion and Management* 2010; 51: 969-8210.1016/j.enconman.2009.11.038.

- [99] Balat M, Balat M, Kirtay E, Balat H. Main routes for the thermo-conversion of biomass into fuels and chemicals. Part 2: Gasification systems. *Energy Conversion and Management* 2009; 50: 3158-6810.1016/j.enconman.2009.08.013.
- [100] Puig-Arnavat M, Bruno JC, Coronas A. Review and analysis of biomass gasification models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010; 14: 2841-51DOI: 10.1016/j.rser.2010.07.030.
- [101] Wang L, Weller CL, Jones DD, Hanna MA. Contemporary issues in thermal gasification of biomass and its application to electricity and fuel production. *Biomass Bioenergy* 2008; 32: 573-81DOI: 10.1016/j.biombioe.2007.12.007.
- [102] Aho M, Paakkinen K, Taipale R. Quality of deposits during grate combustion of corn stover and wood chip blends. *Fuel* 10.1016/j.fuel.2012.05.057.
- [103] Blomberg T. Correlation of the corrosion rates of steels in a straw fired boiler with the thermodynamically predicted trend of KOH(g) in the flue gases. *Biomass Bioenergy* 2012; 39: 489-9310.1016/j.biombioe.2012.01.016.
- [104] Enestam S, Bankiewicz D, Tuiremo J, Mäkelä K, Hupa M. Are NaCl and KCl equally corrosive on superheater materials of steam boilers?. *Fuel* 10.1016/j.fuel.2012.07.020.
- [105] Kassman H, Pettersson J, Steenari B, Åmand L. Two strategies to reduce gaseous KCl and chlorine in deposits during biomass combustion — injection of ammonium sulphate and co-combustion with peat. *Fuel Process Technol* 10.1016/j.fuproc.2011.06.025.
- [106] Lehmusto J, Yrjas P, Skrifvars B-, Hupa M. High temperature corrosion of superheater steels by KCl and K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> under dry and wet conditions. *Fuel Process Technol* 10.1016/j.fuproc.2012.05.020.
- [107] Wu C, Yin X, Ma L, Zhou Z, Chen H. Operational characteristics of a 1.2-MW biomass gasification and power generation plant. *Biotechnol Adv* 2009; 27: 588-92DOI: 10.1016/j.biotechadv.2009.04.020.
- [108] Xu C, Donald J, Byambajav E, Ohtsuka Y. Recent advances in catalysts for hot-gas removal of tar and NH<sub>3</sub> from biomass gasification. *Fuel* 2010; 89: 1784-9510.1016/j.fuel.2010.02.014.
- [109] Tabares JL, Granada E, Moran J, Porteiro J, Murillo S, Gonzalez LM. Combustion Behavior of Spanish Lignocellulosic Briquettes. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* Taylor & Francis 2006; 28: 501-1510.1080/009083190913647.

- [110] López González LM, Sala Lizarraga JM, Aranguren VDIP, Tabarés JLM. Proposal for the use of renewable energy in the La Rioja autonomous community (LRAC) (Spain). *Renewable Energy* 2000; 20: 289-304.10.1016/S0960-1481(99)00111-1.
- [111] Míguez JL, López-González LM, Sala JM, Porteiro J, Granada E, Morán JC, et al. Review of compliance with EU-2010 targets on renewable energy in Galicia (Spain). *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2006; 10: 225-47.10.1016/j.rser.2004.09.009.
- [112] Míguez JL, Granada E, López González LM, Xiberta J, Fernández P. Prediction of the properties of Spanish lignocellulosic briquettes by means of dispersive X-ray fluorescence. *Renewable Energy* 2002; 27: 575-84.10.1016/S0960-1481(02)00004-6.
- [113] Granada E, López González LM, Míguez JL, Moran J. Fuel lignocellulosic briquettes, die design and products study. *Renewable Energy* 2002; 27: 561-73.10.1016/S0960-1481(02)00005-8.
- [114] Anonymous Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (Texto pertinente a efectos del EEE).
- [115] Plan de Energías Renovables 2011- 2020. - IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía 8/12/2011 <http://www.idae.es/index.php/id.670/mod.pags/mem.detalle>.
- [116] Solé J. . Consulta a Profesionales del Sector de la Biomasa 2011.
- [117] Monge L. . Consulta a Profesionales del Sector de la Biomasa 2011.
- [118] Mesa F. . Consulta a Profesionales del Sector de la Biomasa 2011.
- [119] Ayensa JA. . Consulta a Profesionales del Sector de la Biomasa 2011.
- [120] Coca P. . Consulta a Profesionales del Sector de la Biomasa 2011.
- [121] Sanroman S. . Consulta a Profesionales del Sector de la Biomasa 2011.
- [122] López LM. . Consulta a Profesionales del Sector de la Biomasa 2011.
- [123] De Antonio R. . Consulta a Profesionales del Sector de la Biomasa 2011.

[124] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio Spain. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, núm 126 de 26 de mayo de 2007, páginas 22846 a 22886 (41 págs ).

[125] Basu P. Design of Biomass Gasifiers. In: Biomass Gasification Design Handbook, Boston: Academic Press; 2010, p. 167-228DOI: 10.1016/B978-0-12-374988-8.00006-4.

[126] Marinas A, Sheldon RA. Utilisation of biomass for fuels and chemicals: The road to sustainability. Catalysis Today 2011; 167: 1-210.1016/j.cattod.2011.03.012.

[127] Phillips SD, Tarud JK, Biddy MJ, Dutta A. Gasoline from Woody Biomass via Thermochemical Gasification, Methanol Synthesis, and Methanol-to-Gasoline Technologies: A Technoeconomic Analysis. Ind Eng Chem Res American Chemical Society 2011; 50: 11734-4510.1021/ie2010675.

[128] Acharya B, Dutta A, Basu P. Chemical-Looping Gasification of Biomass for Hydrogen-Enriched Gas Production with In-Process Carbon Dioxide Capture. Energy Fuels American Chemical Society 2009; 23: 5077-8310.1021/ef9003889.

[129] Di Felice L, Courson C, Jand N, Gallucci K, Foscolo PU, Kiennemann A. Catalytic biomass gasification: Simultaneous hydrocarbons steam reforming and CO<sub>2</sub> capture in a fluidised bed reactor. Chem Eng J 2009; 154: 375-8310.1016/j.cej.2009.04.054.

[130] Yoshida Y, Dowaki K, Matsumura Y, Matsushashi R, Li D, Ishitani H, et al. Comprehensive comparison of efficiency and CO<sub>2</sub> emissions between biomass energy conversion technologies—position of supercritical water gasification in biomass technologies. Biomass Bioenergy 2003; 25: 257-7210.1016/S0961-9534(03)00016-3.

[131] Klimantos P, Koukouzas N, Katsiadakis A, Kakaras E. Air-blown biomass gasification combined cycles (BGCC): System analysis and economic assessment. Energy 2009; 34: 708-1410.1016/j.energy.2008.04.009.

[132] Cui H, Turn SQ, Keffer V, Evans D, Tran T, Foley M. Contaminant Estimates and Removal in Product Gas from Biomass Steam Gasification. Energy Fuels American Chemical Society 2010; 24: 1222-3310.1021/ef9010109.

[133] Morrin S, Lettieri P, Chapman C, Mazzei L. Two stage fluid bed-plasma gasification process for solid waste valorisation: Technical review and preliminary thermodynamic modelling of sulphur emissions. Waste Manage 2012; 32: 676-8410.1016/j.wasman.2011.08.020.

[134] Difs K, Wetterlund E, Trygg L, Söderström M. Biomass gasification opportunities in a district heating system. *Biomass Bioenergy* 2010; 34: 637-5110.1016/j.biombioe.2010.01.007.

[135] Khan AA, de Jong W, Jansens PJ, Spliethoff H. Biomass combustion in fluidized bed boilers: Potential problems and remedies. *Fuel Process Technol* 2009; 90: 21-50DOI: 10.1016/j.fuproc.2008.07.012.

[136] Khodier AHM, Hussain T, Simms NJ, Oakey JE, Kilgallon PJ. Deposit formation and emissions from co-firing miscanthus with Daw Mill coal: Pilot plant experiments. *Fuel* 2012; 101: 53-6110.1016/j.fuel.2011.09.029.

[137] Kassman H, Broström M, Berg M, Åmand L. Measures to reduce chlorine in deposits: Application in a large-scale circulating fluidised bed boiler firing biomass. *Fuel* 2011; 90: 1325-3410.1016/j.fuel.2010.12.005.

[138] Aho M, Envall T, Kauppinen J. Corrosivity of flue gases during co-firing Chinese biomass with coal at fluidised bed conditions. *Fuel Process Technol* 10.1016/j.fuproc.2011.05.020.

[139] Lehmusto J, Skrifvars B-, Yrjas P, Hupa M. Comparison of potassium chloride and potassium carbonate with respect to their tendency to cause high temperature corrosion of stainless 304L steel. *Fuel Process Technol* 10.1016/j.fuproc.2011.12.016.

[140] Nordgren D, Hedman H, Padban N, Boström D, Öhman M. Ash transformations in pulverised fuel co-combustion of straw and woody biomass. *Fuel Process Technol* 10.1016/j.fuproc.2011.05.027.

[141] Syed AU, Simms NJ, Oakey JE. Fireside corrosion of superheaters: Effects of air and oxy-firing of coal and biomass. *Fuel* 2012; 101: 62-7310.1016/j.fuel.2011.03.010.

[142] Yang T, Kai X, Sun Y, He Y, Li R. The effect of coal sulfur on the behavior of alkali metals during co-firing biomass and coal. *Fuel* 2011; 90: 2454-6010.1016/j.fuel.2011.02.031.

[143] Demirbas A. Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues. *Progress in Energy and Combustion Science* 2005; 31: 171-92DOI: 10.1016/j.peccs.2005.02.002.

[144] Dasappa S, Subbukrishna DN, Suresh KC, Paul PJ, Prabhu GS. Operational experience on a grid connected 100 kWe biomass gasification power plant in Karnataka, India. *Energy for Sustainable Development* 2011; 15: 231-910.1016/j.esd.2011.03.004.

- [145] Arauzo I. Tecnología Energética Centro Politécnico Superior. Universidad de Zaragoza 1996.
- [146] Lehmusto J, Lindberg D, Yrjas P, Skrifvars B-, Hupa M. Thermogravimetric studies of high temperature reactions between potassium salts and chromium. Corros Sci 2012; 59: 55-6210.1016/j.corsci.2012.02.013.
- [147] Luo W, Liu Z, Wang Y, Yang R. High Temperature Corrosion Behaviors of the Superheater Materials. Procedia Engineering 2012; 36: 212-610.1016/j.proeng.2012.03.033.
- [148] Madhiyanon T, Sathitruangsak P, Sungworagarn S, Pipatmanomai S, Tia S. A pilot-scale investigation of ash and deposition formation during oil-palm empty-fruit-bunch (EFB) combustion. Fuel Process Technol 2012; 96: 250-6410.1016/j.fuproc.2011.12.020.
- [149] Bashir MS, Jensen PA, Frandsen F, Wedel S, Dam-Johansen K, Wadenbäck J, et al. Ash transformation and deposit build-up during biomass suspension and grate firing: Full-scale experimental studies. Fuel Process Technol 2012; 97: 93-10610.1016/j.fuproc.2012.01.018.
- [150] Sandberg J, Karlsson C, Fdhila RB. A 7 year long measurement period investigating the correlation of corrosion, deposit and fuel in a biomass fired circulated fluidized bed boiler. Appl Energy 2011; 88: 99-11010.1016/j.apenergy.2010.07.025.
- [151] O.H.Larsen and N.Henriksen. Proc. Power Plant Technology Kolding, Denmark (1996).
- [152] N.Henriksen. VGB conference corrosion and corrosion protection in power plants 1995.
- [153] Frandsen FJ, Niesen HP, Jensen PA. Proc. The impact of mineral impurities in solid fuel combustion Kona Hawai (EEUU) (1997).
- [154] Montgomery M, Karlson A. Mater Corr, 50 1999: 579-584.
- [155] Montgomery M, Frandsen F, Karlson A, Jensen PA. United Engineering Foundations New York, EPRI, (2001).
- [156] Frandsen FJ, Niesen HP, Jensen PA. Proc. Corrosion NACE 2002 Paper nº 02379 Denver (EEUU), (2002).
- [157] Berlanga-Labari C, Fernández-Carrasquilla J. Rev Metal Madrid 44 2008: 343-354.

- [158] Wang L, Hustad JE, Skreiberg Ø, Skjevraak G, Grønli M. A Critical Review on Additives to Reduce Ash Related Operation Problems in Biomass Combustion Applications. *Energy Procedia* 2012; 20: 20-910.1016/j.egypro.2012.03.004.
- [159] Silvennoinen J, Hedman M. Co-firing of agricultural fuels in a full-scale fluidized bed boiler. *Fuel Process Technol* 10.1016/j.fuproc.2011.05.019.
- [160] Aho M, Vainikka P, Taipale R. *Fuel* 87. 2008: 647-654.
- [161] Weber R, Mancini M, Schaffel-Mancini N, Kupka T. On predicting the ash behaviour using Computational Fluid Dynamics. *Fuel Process Technol* 10.1016/j.fuproc.2011.09.008.
- [162] Becidan M, Sorum L, Frandsen F, Pedersen AJ. *Fuel* 88 2009: 595-604.
- [163] Becidan M, Sorum L. *Waste, Energy and Fuels* 24 2010: 1559-1564.
- [164] Shores DA. *Corrosion Science* 46 . 2004: pp. 2909-2924.
- [165] Outokumpu AR. HSC Chemistry for Windows, Ver 5 Outokumpu Research, Finland.
- [166] Shao Y, Xu C, Zhu J, Preto F, Wang J, Tourigny G, et al. Ash and chlorine deposition during co-combustion of lignite and a chlorine-rich Canadian peat in a fluidized bed – Effects of blending ratio, moisture content and sulfur addition. *Fuel* 2012; 95: 25-3410.1016/j.fuel.2011.12.020.
- [167] Son Y, Yoon SJ, Kim YK, Lee J. Gasification and power generation characteristics of woody biomass utilizing a downdraft gasifier. *Biomass Bioenergy*; In Press, Corrected Proof DOI: 10.1016/j.biombioe.2011.07.008.
- [168] Basu P. Gasification Theory and Modeling of Gasifiers. In: *Biomass Gasification Design Handbook*, Boston: Academic Press; 2010, p. 117-165 DOI: 10.1016/B978-0-12-374988-8.00005-2.
- [169] Ramírez S. Simulación computacional del proceso de gasificación de biomasa en el reactor de lecho fijo 2010.
- [170] Zhou J, Chen Q, Zhao H, Cao X, Mei Q, Luo Z, et al. Biomass–oxygen gasification in a high-temperature entrained-flow gasifier. *Biotechnol Adv* 2009; 27: 606-1110.1016/j.biotechadv.2009.04.011.

- [171] Pérez JF, Melgar A, Benjumea PN. Effect of operating and design parameters on the gasification/combustion process of waste biomass in fixed bed downdraft reactors: An experimental study. *Fuel* 2012; 96: 487-9610.1016/j.fuel.2012.01.064.
- [172] Beenackers AACM. Biomass gasification in moving beds, a review of European technologies. *Renewable Energy* 1999; 16: 1180-6DOI: 10.1016/S0960-1481(98)00469-8.
- [173] Arena U. Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review. *Waste Manage* 2012; 32: 625-3910.1016/j.wasman.2011.09.025.
- [174] Chen J, Lu Y, Guo L, Zhang X, Xiao P. Hydrogen production by biomass gasification in supercritical water using concentrated solar energy: System development and proof of concept. *Int J Hydrogen Energy* 2010; 35: 7134-4110.1016/j.ijhydene.2010.02.023.
- [175] Di Blasi C, Branca C, Galgano A, Meier D, Brodzinski I, Malmros O. Supercritical gasification of wastewater from updraft wood gasifiers. *Biomass Bioenergy* 2007; 31: 802-1110.1016/j.biombioe.2007.05.002.
- [176] Kruse A, Forchheim D, Gloede M, Ottinger F, Zimmermann J. Brines in supercritical biomass gasification: 1. Salt extraction by salts and the influence on glucose conversion. *The Journal of Supercritical Fluids* 2010; 53: 64-7110.1016/j.supflu.2010.01.001.
- [177] Hosseini M, Dincer I, Rosen MA. Steam and air fed biomass gasification: Comparisons based on energy and exergy. *Int J Hydrogen Energy* 2012; 37: 115-12410.1016/j.ijhydene.2012.02.115.
- [178] Hernández JJ, Aranda G, Barba J, Mendoza JM. Effect of steam content in the air–steam flow on biomass entrained flow gasification. *Fuel Process Technol* 2012; 99: 43-5510.1016/j.fuproc.2012.01.030.
- [179] Loha C, Chatterjee PK, Chattopadhyay H. Performance of fluidized bed steam gasification of biomass – Modeling and experiment. *Energy Conversion and Management* 2011; 52: 1583-810.1016/j.enconman.2010.11.003.
- [180] Song T, Wu J, Shen L, Xiao J. Experimental investigation on hydrogen production from biomass gasification in interconnected fluidized beds. *Biomass Bioenergy* 2012; 36: 258-6710.1016/j.biombioe.2011.10.021.

[181] Mayerhofer M, Mitsakis P, Meng X, de Jong W, Spliethoff H, Gaderer M. Influence of pressure, temperature and steam on tar and gas in allothermal fluidized bed gasification. *Fuel* 2012; 99: 204-910.1016/j.fuel.2012.04.022.

[182] Ran J, Li C. High temperature gasification of woody biomass using regenerative gasifier. *Fuel Process Technol* 2012; 99: 90-610.1016/j.fuproc.2012.01.002.

[183] Zou W, Song C, Xu S, Lu C, Tursun Y. Biomass gasification in an external circulating countercurrent moving bed gasifier. *Fuel* 10.1016/j.fuel.2012.06.061.

[184] Nikoo MB, Mahinpey N. Simulation of biomass gasification in fluidized bed reactor using ASPEN PLUS. *Biomass Bioenergy* 2008; 32: 1245-54 DOI: 10.1016/j.biombioe.2008.02.020.

[185] Brandt P LE. High tar reduction in a two-stage gasifier. *Energy Fuels* 2000; 14:816–9.

[186] Nunes SM, Paterson N, Dugwell DR, Kandiyoti R.

Tar formation and destruction in a simulated downdraft fixed-bed gasifier: reactor design and initial results. *Energy Fuels* 2007; 21:3028–35.

[187] Qin K, Lin W, Jensen PA, Jensen AD. High-temperature entrained flow gasification of biomass. *Fuel* 2012; 93: 589-600 10.1016/j.fuel.2011.10.063.

[188] Šulc J, Štojdl J, Richter M, Popelka J, Svoboda K, Smetana J, et al. Biomass waste gasification – Can be the two stage process suitable for tar reduction and power generation?. *Waste Manage* 2012; 32: 692-700 10.1016/j.wasman.2011.08.015.

[189] Miccio F, Piriou B, Ruoppolo G, Chirone R. Biomass gasification in a catalytic fluidized reactor with beds of different materials. *Chem Eng J* 2009; 154: 369-74 10.1016/j.cej.2009.04.002.

[190] Siedlecki M, de Jong W. Biomass gasification as the first hot step in clean syngas production process – gas quality optimization and primary tar reduction measures in a 100 kW thermal input steam–oxygen blown CFB gasifier. *Biomass Bioenergy* 2011; 35, Supplement 1: S40-62 10.1016/j.biombioe.2011.05.033.

[191] Nemanova V, Nordgreen T, Engvall K, Sjöström K. Biomass gasification in an atmospheric fluidised bed: Tar reduction with experimental iron-based granules from Höganäs AB, Sweden. *Catalysis Today* 2011; 176: 253-71 10.1016/j.cattod.2010.12.019.

- [192] Nordgreen T, Nemanova V, Engvall K, Sjöström K. Iron-based materials as tar depletion catalysts in biomass gasification: Dependency on oxygen potential. *Fuel* 10.1016/j.fuel.2011.06.002.
- [193] Hoffmann G, Schingnitz D, Schnapke A, Bilitewski B. Reduction of CO<sub>2</sub>-emissions by using biomass in combustion and digestion plants. *Waste Manage* 2010; 30: 893-901. 10.1016/j.wasman.2009.12.001.
- [194] Baumhagl C, Karellas S. Tar analysis from biomass gasification by means of online fluorescence spectroscopy. *Optics and Lasers in Engineering* 2011; 49: 885-911. 10.1016/j.optlaseng.2011.02.015.
- [195] Han J, Kim H. The reduction and control technology of tar during biomass gasification/pyrolysis: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008; 12: 397-416. 10.1016/j.rser.2006.07.015.
- [196] Rajvanshi A. Biomass Gasification NIMBKAR AGRICULTURAL RESEARCH INSTITUTE 1986.
- [197] Emami Taba L, Irfan MF, Wan Daud WAM, Chakrabarti MH. The effect of temperature on various parameters in coal, biomass and CO-gasification: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012; 16: 5584-9610. 10.1016/j.rser.2012.06.015.
- [198] Puente Salve F. Cogasificación de combustibles fósiles sólidos y orujillo hasta el 10% en peso, en la central GICC de Elcogas 2012; 259 pags.
- [199] Gómez-Barea A, Ollero P, Leckner B. Optimization of char and tar conversion in fluidized bed biomass gasifiers. *Fuel* 10.1016/j.fuel.2011.04.042.
- [200] Vassilev SV, Baxter D, Andersen LK, Vassileva CG, Morgan TJ. An overview of the organic and inorganic phase composition of biomass. *Fuel* 10.1016/j.fuel.2011.09.030.
- [201] Plis P, Wilk RK. Theoretical and experimental investigation of biomass gasification process in a fixed bed gasifier. *Energy* 2011; 36: 3838-4510. 10.1016/j.energy.2010.08.039.
- [202] Vaezi M, Passandideh-Fard M, Moghiman M, Charmchi M. On a methodology for selecting biomass materials for gasification purposes. *Fuel Process Technol* 2012; 98: 74-81. 10.1016/j.fuproc.2012.01.026.

- [203] Luo S, Xiao B, Guo X, Hu Z, Liu S, He M. Hydrogen-rich gas from catalytic steam gasification of biomass in a fixed bed reactor: Influence of particle size on gasification performance. *Int J Hydrogen Energy* 2009; 34: 1260-410.1016/j.ijhydene.2008.10.088.
- [204] Weerachanchai P, Horio M, Tangsathitkulchai C. Effects of gasifying conditions and bed materials on fluidized bed steam gasification of wood biomass. *Bioresour Technol* 2009; 100: 1419-2710.1016/j.biortech.2008.08.002.
- [205] McGowin CR, Wiltsee GA. Strategic analysis of biomass and waste fuels for electric power generation. *Biomass Bioenergy* 1996; 10: 167-75DOI: 10.1016/0961-9534(95)00070-4.
- [206] Sondreal EA, Benson SA, Hurley JP, Mann MD, Pavlish JH, Swanson ML, et al. Review of advances in combustion technology and biomass cofiring. *Fuel Process Technol* 2001; 71: 7-38DOI: 10.1016/S0378-3820(01)00134-5.
- [207] De S, Assadi M. Impact of cofiring biomass with coal in power plants – A techno-economic assessment. *Biomass Bioenergy* 2009; 33: 283-93DOI: 10.1016/j.biombioe.2008.07.005.
- [208] Baratchart RH. *Estado del Arte de la Generación Termoeléctrica* 2007.
- [209] Turboden - Organic Rankine Cycle Turbogenerators for Clean Electric Energy Production 8/22/2011 <http://www.turboden.eu/en/home/index.php>.
- [210] Pellegrini LF, de Oliveira Júnior S, Burbano JC. Supercritical steam cycles and biomass integrated gasification combined cycles for sugarcane mills. *Energy* 2010; 35: 1172-80DOI: 10.1016/j.energy.2009.06.011.
- [211] Stirling DK - World's leading provider of biomass-fuelled Stirling engines 8/25/2011 <http://www.stirling.dk/>.
- [212] Ragland KW, Ostlie LD, Berg DA. *Whole Tree Energy Power Plant* 2005.
- [213] Capstone Turbine Corporation - Microturbinas de gas 8/30/2011 <http://www.capstoneturbine.com/>.
- [214] Faaij A, van Ree R, Waldheim L, Olsson E, Oudhuis A, van Wijk A, et al. Gasification of biomass wastes and residues for electricity production. *Biomass Bioenergy* 1997; 12: 387-407DOI: 10.1016/S0961-9534(97)00010-X.

[215] Steinwall PH. Integration of biomass gasification and evaporative gas turbine cycles. *Energy Conversion and Management* 1997; 38: 1665-70DOI: 10.1016/S0196-8904(96)00207-5.

[216] Sadhukhan J, Zhao Y, Shah N, Brandon NP. Performance analysis of integrated biomass gasification fuel cell (BGFC) and biomass gasification combined cycle (BGCC) systems. *Chemical Engineering Science* 2010; 65: 1942-54DOI: 10.1016/j.ces.2009.11.022.

[217] Omosun AO, Bauen A, Brandon NP, Adjiman CS, Hart D. Modelling system efficiencies and costs of two biomass-fuelled SOFC systems. *J Power Sources* 2004; 131: 96-106DOI: 10.1016/j.jpowsour.2004.01.004.

[218] Toonssen R, Sollai S, Aravind PV, Woudstra N, Verkooijen AHM. Alternative system designs of biomass gasification SOFC/GT hybrid systems. *Int J Hydrogen Energy* 2011; 36: 10414-25DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.06.069.

[219] Bang-Møller C, Rokni M, Elmegaard B. Exergy analysis and optimization of a biomass gasification, solid oxide fuel cell and micro gas turbine hybrid system. *Energy* 2011; 36: 4740-52DOI: 10.1016/j.energy.2011.05.005.

[220] Kalina J. Integrated biomass gasification combined cycle distributed generation plant with reciprocating gas engine and ORC. *Appl Therm Eng* 2011; 31: 2829-40DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2011.05.008.

[221] Hidalgo J. El proceso de Gasificación y Vitrificación de residuos por Plasma con optimización de la producción eléctrica 2006; 40.

[222] Dornburg V, Faaij APC. Efficiency and economy of wood-fired biomass energy systems in relation to scale regarding heat and power generation using combustion and gasification technologies. *Biomass Bioenergy* 2001; 21: 91-108DOI: 10.1016/S0961-9534(01)00030-7.



## LISTADO DE FIGURAS

Figura 1.	Clasificación de las fuentes de biomasa .....	8
Figura 2.	Vertedero donde se produce metano a través de los residuos (digestión anaeróbica) .....	14
Figura 3.	Diagrama Krevelen para carbón, biomasa y biomasa torrefactada [4] .....	16
Figura 4.	Ratio hemicelulosa/lignina frente al ratio de celulosa/lignina de varios tipos de biomasa [3].....	17
Figura 5.	Diagrama ternario de transformaciones de la biomasa .....	19
Figura 6.	Clasificación de las diversas tecnologías de transformación energética de la biomasa .....	23
Figura 7.	Pellets producidos de distintos tipos de biomasa [9].....	27
Figura 8.	Grafico del ciclo que se produce durante la combustión [2].....	31
Figura 9.	Gráfico de porcentajes de producción de energía eléctrica respecto al consumo bruto eléctrico de energía en el año 2010 [14].....	60
Figura 10.	Esquema sistema típico de manipulación de biomasa [44] .....	68
Figura 11.	Descarga de contenedor de biomasa en plataforma hidráulica [44] .....	70
Figura 12.	Sistema de cintas transportadoras de alimentación de caldera de combustión directa. ....	72
Figura 13.	Separador de corriente Eddy de metales no férricos.....	77
Figura 14.	Esquema alimentación de balas de paja planta de gasificación [44]. ....	82
Figura 15.	Alimentador de tornillo sinfín. ....	84
Figura 16.	Alimentador de agujero móvil [44] .....	84
Figura 17.	Tipos de alimentadores según ejercen tracción, no tracción u otros.....	85
Figura 18.	Alimentador de empujadores de ariete de [47] .....	86
Figura 19.	Esquema de transporte de distintos tipos de combustible de distintas densidades energéticas [48]. 87	
Figura 20.	Costes de transporte de biomasa a Europa Occidental desde Escandinavia, Latinoamérica (LA) y Este de Europa según distintas potencias de energía primaria sobre pcs [59] .....	91
Figura 21.	Relación de distancias medias de recogida de la biomasa con el aumento de potencia de planta	92
Figura 22.	Módulo transportador de carga australiano de algodón desde el campo [63].....	93
Figura 23.	Grafico de emisiones de CO <sub>2</sub> por tonelada de biomasa seca entregada en Europa Occidental, con origen Europa del Este, Escandinavia por barco y Latinoamérica de residuos de biomasa y cultivos en distintas potencias primarias sobre pcs [59] .....	97
Figura 24.	Coste total por año a una distancia media de 100 km (€) .....	104
Figura 25.	Coste del transporte por tonelada de biomasa a una distancia media de 100 km (€/ton).....	105
Figura 26.	Toneladas evitadas y emisiones de CO <sub>2</sub> por año a una distancia media de 100 km.....	106

Figura 27.	Porcentaje que representa el transporte sobre el CO <sub>2</sub> evitado a una distancia media de 100 km	106
Figura 28.	Items sobre los que se ha llevado a cabo la encuesta con los profesionales del sector.....	113
Figura 29.	Distribución de porcentajes de generación de energía eléctrica en el mix español del año 2010 [115].	116
Figura 30.	Caldera de biomasa con parrilla móvil. ....	142
Figura 31.	Principales tecnologías de parrillas de combustión [8].....	145
Figura 32.	Línea de proceso de planta de combustión directa. ....	152
Figura 33.	Fotografía de Planta de Combustión de Biomasa .....	155
Figura 34.	Turbina de vapor de dos etapas.....	156
Figura 35.	Interior de condensador tubular .....	156
Figura 36.	Alternador síncrono 1500 rpm .....	158
Figura 37.	Partes interior e Intermedia del depósito. SEM Imagen (x20).....	180
Figura 38.	Parte exterior del depósito SEM Imagen (x420).....	181
Figura 39.	a) Capa Interior b) Capa Intermedia c) Capa exterior .....	181
Figura 40.	Difractograma del óxido formado en acero AISI 347 CG después de 15,000 horas de prueba en el sobrecalentador 3 .....	182
Figura 41.	Factores clave en el diseño de una planta de gasificación.....	188
Figura 42.	Diagrama ternario para análisis de la influencia de los agentes gasificantes en los procesos de gasificación	190
Figura 43.	Características de algunos combustibles biomásicos de origen agrícola .....	195
Figura 44.	Etapas de la Gasificación.....	197
Figura 45.	Etapas de la gasificación en updraft, lecho fluidizado y downdraft. ....	198
Figura 46.	Principales tipos de reactores gasificadores [169] .....	199
Figura 47.	Etapas de gasificación en un reactor updraft [168]. ....	200
Figura 48.	Etapas de Gasificación en un reactor downdraft [168]. ....	203
Figura 49.	Etapas de gasificación en un reactor de lecho fluidizado [168]. ....	204
Figura 50.	Etapas de gasificación en los tipos de gasificadores de flujo arrastrado más habituales: (a) Alimentación lateral; (b) Alimentación superior [168].....	207
Figura 51.	Esquema del reactor Twin de lecho fluidizado.....	209
Figura 52.	Ratio equivalente frente a poder calorífico inferior (LHV) y Eficiencia en frío en un gasificador downdraft atmosférico [167] .....	218
Figura 53.	Efecto de la temperatura en la zona media de gasificador downdraft atmosférico sobre la composición del syngas [167].....	219

<i>Figura 54. Relación entre poder calorífico de syngas (LHV) y temperatura de lecho en diferentes flujos máscicos para gasificador de lecho fluidizado atmosférico con aire [107].....</i>	<i>220</i>
<i>Figura 55. Relación entre temperatura del lecho, flujo máscico de biomasa y ratio equivalente para gasificador de lecho fluidizado atmosférico con aire [107].....</i>	<i>221</i>
<i>Figura 56. Evolución temporal de la temperatura del lecho con combustible (cascara de arroz) de distinta humedad en un lecho fluidizado atmosférico con aire [107].....</i>	<i>222</i>
<i>Figura 57. Efecto de la temperatura del lecho en la eficiencia de conversión de carbón en lecho fluidizado atmosférico con aire y vapor [184].....</i>	<i>223</i>
<i>Figura 58. Línea de proceso de sistema de gasificación estándar [196].....</i>	<i>231</i>
<i>Figura 59. Modelos de simulación de gasificadores.....</i>	<i>244</i>
<i>Figura 60. Diagrama de Proceso del Modelo 0 simulado en ASPEN PLUS.....</i>	<i>249</i>
<i>Figura 61. Variación de la composición del syngas con la temperatura, con agente gasificante vapor.....</i>	<i>258</i>
<i>Figura 62. Variación del poder calorífico inferior del syngas con la temperatura, con agente gasificante vapor.</i>	<i>261</i>
<i>Figura 63. Variación de la composición del syngas con la presión, con agente gasificante vapor.....</i>	<i>262</i>
<i>Figura 64. Variación del poder calorífico inferior del syngas con la presión, con agente gasificante vapor. .</i>	<i>263</i>
<i>Figura 65. Resultados de composición de syngas según combustible.....</i>	<i>265</i>
<i>Figura 66. Resultados de PCI según combustible.....</i>	<i>266</i>
<i>Figura 67. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con vapor.....</i>	<i>267</i>
<i>Figura 68. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con aire.....</i>	<i>269</i>
<i>Figura 69. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con oxígeno.....</i>	<i>270</i>
<i>Figura 70. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con CO<sub>2</sub>.....</i>	<i>271</i>
<i>Figura 71. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con aire-vapor (60-40% molar)</i>	<i>272</i>
<i>Figura 72. Variación de la composición del syngas con el ratio gasificante/biomasa con aire-vapor (30-70% molar)</i>	<i>273</i>
<i>Figura 73. Variación del PCI del syngas con el ratio gasificante/biomasa con aire.....</i>	<i>275</i>
<i>Figura 74. Variación de la energía contenida en el syngas (MJ/hr) con el ratio gasificante/biomasa con CO<sub>2</sub></i>	<i>276</i>
<i>Figura 75. Variación de la energía contenida en el syngas (MJ/hr) con el ratio gasificante/biomasa con vapor</i>	<i>277</i>
<i>Figura 76. Variación de la energía contenida en el syngas (MJ/hr) con el ratio gasificante/biomasa con aire-vapor (30-70% molar).....</i>	<i>278</i>
<i>Figura 77. Esquema ciclo Rankine [208].....</i>	<i>287</i>

<i>Figura 78. Flujo de la energía en un ciclo Rankine [208].....</i>	<i>289</i>
<i>Figura 79. Esquema de un ciclo cogenerativo con combustión directa y ciclo ORC [48].....</i>	<i>291</i>
<i>Figura 80. Ciclo de operación de un motor Stirling [211].....</i>	<i>295</i>
<i>Figura 81. Cámara de combustión de combustibles líquidos o sólidos acoplada a motor Stirling de 35 kWe y 140 kWt [211].....</i>	<i>296</i>
<i>Figura 82. Grúa de manipulado de troncos enteros en la tecnología WTE [73].....</i>	<i>297</i>
<i>Figura 83. Cúpula de secado de los troncos del sistema WTE y grúa de descarga y carga [73].....</i>	<i>298</i>
<i>Figura 84. Esquema de planta con la tecnología WTE [73].....</i>	<i>299</i>
<i>Figura 85. Esquema sistema de combustión de syngas y turbina de gas.....</i>	<i>304</i>
<i>Figura 86. Disposición típica de ciclo combinado.....</i>	<i>309</i>
<i>Figura 87. Esquema de planta de gasificación presurizada, con turbina de gas evaporativa y secado con vapor [215]</i>	<i>311</i>
<i>Figura 88. Esquema de Gasificación y MACI [48].....</i>	<i>313</i>
<i>Figura 89. Esquema de planta de cogeneración (CHP-combined heat and power) con gasificación con vapor y pila de combustible [216].....</i>	<i>316</i>
<i>Figura 90. Esquema de sistema híbrido de pila de combustible y turbina de gas con gasificación a gran escala con vapor y limpieza de gases en frío [218].....</i>	<i>318</i>
<i>Figura 91. Esquema de gasificador downdraft MACI y ciclo ORC Rankine[220].....</i>	<i>321</i>
<i>Figura 92. Esquema de gasificador downdraft MACI y ciclo ORC Rankine en doble cascada [220].....</i>	<i>322</i>
<i>Figura 93. Esquema de proceso de Gasificación Updraft y motor Stirling [211].....</i>	<i>325</i>
<i>Figura 94. Esquema del proceso de Gasificación a Alta T y Vitricación [221].....</i>	<i>327</i>
<i>Figura 95. Grafica de eficiencia eléctrica neta frente a potencia eléctrica neta de distintas tecnologías [83]</i>	<i>330</i>
<i>Figura 96. Costes de inversión de plantas de generación eléctrica [222].....</i>	<i>334</i>
<i>Figura 97. Rendimientos eléctricos netos de plantas de generación eléctrica [222].....</i>	<i>335</i>

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 1	Clasificación de astilladoras [8].	24
Tabla 2	Comparativa de los principales procesos de conversión termoquímica de la biomasa.	34
Tabla 3	Objetivos 2010 y 2020 del PER 2011-2020 en el Sector Eléctrico (Potencia instalada, Generación bruta sin normalizar, Generación bruta normalizada) [14].	49
Tabla 4	Horas de funcionamiento anual de cada fuente de energía para generación eléctrica [40].	50
Tabla 5	Estimación de subvenciones previstas para llevar a cabo las medidas económicas que prevé el PER 2011-2020 [11].	53
Tabla 6	Costes de las líneas de financiación previstas en el PER 2011-2020 [14].	53
Tabla 7	Generación y Consumo Bruto Eléctrico en el periodo 2004-2010 en España [11].	59
Tabla 8	Energía primaria consumida en los distintos medios de preparación y transporte de biomasa [50].	89
Tabla 9	Sistemas según forma de bala y medio de transporte analizados por Fan et al [64].	93
Tabla 10	Parámetros característicos de camión de transporte de biomasa (Actualizado de [49]).	99
Tabla 11	Estudio de costes de transportes de camión para plantas de 2 MWe de distintos rendimientos y a varias distancias de recogida de la biomasa.	100
Tabla 12	Cálculos de emisiones de CO <sub>2</sub> sobre CO <sub>2</sub> evitado por la biomasa en el transporte por camión de plantas de 2 MWe de distintos rendimientos y varias distancias.	101
Tabla 13	Porcentaje de tierras dedicadas al cultivo de vid en torno a planta de 2 MWe en distintos radios de distancia.	103
Tabla 14	Profesionales y Empresas que han contestado a la encuesta	114
Tabla 15	Horas de funcionamiento anual de cada fuente de energía para generación eléctrica [115].	118
Tabla 16	kmol de elementos metálicos introducidos en los cálculos termodinámicos.	172
Tabla 17	kmol de especies gaseosas introducidas en los cálculos termodinámicos.	172
Tabla 18	Resultados de los cálculos termodinámicos de la especie sólida y gaseosa en función de temperatura para el acero inoxidable AISI 347 CG.	175
Tabla 19	Resultados de los cálculos termodinámicos de la especie sólida y gaseosa que dependiendo de la cantidad (kmol) de HCl(g) para el acero inoxidable AISI 347 CG.	177
Tabla 20	Composición química de depósitos	180
Tabla 21	Valores de poder calorífico de gases obtenidos en gasificación según agente gasificador empleado.	189
Tabla 22	Principales reacciones del proceso de gasificación a 25 °C.	197
Tabla 23	Comparativa técnica principales gasificadores [100], [82].	213

Tabla 24	Condiciones de operación para lecho fluidizado burbujeante atmosférico para distintos gasificantes [100] .....	225
Tabla 25	Principales reacciones del proceso de gasificación a 25 ° C.....	252
Tabla 26	Análisis inmediato y elemental del serrín de madera.....	253
Tabla 27	.....	253
Tabla 28	Resultados en fracción volumétrica estándar del syngas del modelo 0 .....	256
Tabla 29	Resultados de las corrientes principales del modelo 0 .....	257
Tabla 30	Análisis inmediato y elemental de las biomásas simuladas.....	265
Tabla 31	Rendimientos y potencias de plantas de combustión de biomasa según autores [96] .....	288
Tabla 32	Resultados simulación de ciclo ORC de 1 MWe [48] .....	292
Tabla 33	Principales parámetros de Plantas de Combustión y Ciclo ORC [209].....	293
Tabla 34	Fabricantes de turbinas de vapor y condiciones de operación [208].....	294
Tabla 35	Rendimientos de sistemas WTE según potencias y terrenos necesarios [212] .....	300
Tabla 36	Costes de inversión de la tecnología WTE para distintas potencias [212].....	300
Tabla 37	Parámetros básicos de distintos tipos de gasificadores alimentados con aire [82]. .....	302
Tabla 38	Contaminantes de los gases generados, problemas derivados y sistemas de limpieza propuestos [82].	303
Tabla 39	Potencias y rendimientos de microturbinas CAPSTONE(NG- Natural Gas; P-Propano; LG- Gas de Vertedero; DG- Gas de digestor; D- Diésel; BD- Biodiésel) [213] .....	306
Tabla 40	Especificaciones para el syngas de alimentación de turbinas de gas [82].....	307
Tabla 41	Rendimientos típicos de turbinas de gas en distintas escalas.....	307
Tabla 42	Relación de costes de planta de gasificación con pila de combustible SOFC [217] .....	317
Tabla 43	Resultados de la modelización de 4 sistemas de pila de combustible y turbina de gas [218].....	319
Tabla 44	Resultados de las configuraciones de gasificación, MACI y ORC [220].....	323
Tabla 45	Parámetros característicos de Plantas de Gasificación de Biomasa con motor Stirling [211]. .....	325
Tabla 46	Propiedades del líquido pirolítico y del diésel [83]. .....	328
Tabla 47	Resumen de sistemas de generación eléctrica con combustión.....	332
Tabla 48	Resumen de sistemas de generación eléctrica con gasificación .....	333
Tabla 49	Resumen de sistemas de generación eléctrica con gasificación (2ª parte) y pirolisis.....	333