



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

**Escuela de
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

Máster en Ingeniería de Minas



Trabajo Fin de Máster

**Diseño termodinámico y análisis de un ciclo
combinado con gasificación integrada de biomasa**

Autor: Naomi Vale Mariño

Tutor: María Belén Folgueras Díaz

Oviedo, Junio de 2017

I. Índice general

MEMORIA	10
1. Introducción	11
2. Objetivos y alcance.....	12
3. Gasificación	13
3.1. Materia prima para la gasificación	15
3.1.1. Influencia de la composición	16
3.1.2. Gasificación de mezclas de combustibles	17
3.2. Tecnologías disponibles	18
3.2.1. Gasificadores de lecho fijo	18
3.2.2. Gasificadores de lecho fluido	21
3.2.3. Gasificadores de corriente de arrastre	23
3.3. Tecnologías emergentes	25
3.3.1. Gasificador compacto “UNIQUE”	25
3.3.2. Combinación de la pirolisis y gasificación	26
3.3.3. Combinación de la gasificación y la combustión	27
3.3.4. Gasificación por plasma.....	28
3.3.5. Gasificación en agua supercrítica	29
4. Utilización del gas de síntesis	30
4.1. Usos del gas de síntesis en la actualidad	30
4.2. Producción de energía eléctrica	31
4.3. El ciclo combinado	33
4.3.1. Elementos de una planta de ciclo combinado	33
4.3.2. Configuraciones de los ciclos combinados.....	35
5. Simulación en Thermoflex.....	37
5.1. Diseño para gasificación de biomasa	39
5.1.1. Unidad de Separación de aire.....	39
5.1.2. Gasificador.....	40

5.1.3. Intercambiadores de calor y limpieza del gas.....	41
5.1.4. Turbina de gas.....	42
5.1.5. Generador de vapor de recuperación de calor	43
5.1.6. Turbina de vapor.....	47
5.1.7. Condensador y desgasificador.....	50
5.2. Resultados obtenidos	53
5.3. Comparación de resultados.....	56
5.3.1. Rendimiento.....	56
5.3.2. Potencia neta.....	57
5.3.3. Emisiones de CO ₂	58
5.3.4. Emisiones de SO _x	59
5.3.5. Consumos de combustible, oxígeno y vapor	60
6. Conclusiones	64
7. Referencias.....	66
7.1. Software empleado	66
7.2. Referencias bibliográficas	66
ANEXOS	68
Caso 1: PM.....	69
Caso 2: RF.25.....	71
Caso 3: RF.50.....	73
Caso 4: RF.75.....	75
Caso 5: RF.100.....	77
Caso 6: RP.25	79
Caso 7: RP.50	81
Caso 8: RP.75	83
Caso 9: RP.100	85
Caso 10: RD.25	87
Caso 11: RD.50	89

Caso 12: RD.75	91
Caso 13: RD.100	93
Caso 14: RSU.25	95
Caso 15: RSU.50	97
Caso 16: RSU.75	99
Caso 17: RSU.100	101

II. Índice de figuras

Figura 1. Proceso de gasificación y posibilidades de conversión del gas de síntesis. Fuente: (Basu, 2010)	13
Figura 2. Evolución del número de gasificadores en función de la materia prima. Fuente: (GASIFICATION & SYNGAS TECHNOLOGIES COUNCIL, 2016).	15
Figura 3. Gasificador tipo “updraft”. Fuente: (Basu, 2010)	19
Figura 4. Gasificadores tipo “downdraft” en dos configuraciones diferentes: “Throated” (izquierda) y “throatless” (derecha). Fuente: (Basu, 2010)	20
Figura 5. Gasificador tipo “crossdraft”. Fuente: (Basu, 2010)	21
Figura 6. Gasificador de lecho fluido burbujeante. Fuente: (Basu, 2010)	22
Figura 7. Gasificador de lecho fluido circulante. Fuente: (Basu, 2010).....	22
Figura 8. Contacto sólido-gas en un gasificador de corriente de arrastre. Fuente: (Basu, 2010)	23
Figura 9. Gasificador de corriente de arrastre con alimentación superior. Fuente: (Basu, 2010)	24
Figura 10. Gasificador compacto “UNIQUE”. Fuente: (Heidenreich & Foscolo, 2015). 25	
Figura 11. Esquema de un gasificador tipo “Viking”. Fuente: (Heidenreich & Foscolo, 2015)	26
Figura 12. Esquema de un sistema gasificador con una cámara de combustión y otra de gasificación. Fuente: (Heidenreich & Foscolo, 2015)	28
Figura 13. Esquema de un gasificador de plasma. Fuente: (Heidenreich & Foscolo, 2015)	29
Figura 14. Utilización del gas de síntesis por aplicación. Fuente: (GASIFICATION & SYNGAS TECHNOLOGIES COUNCIL, 2016).....	30
Figura 15. Esquema general de la planta.....	38
Figura 16. Unidad de separación de aire.	39
Figura 17. Gasificador.....	40
Figura 18. Intercambiador de calor de baja presión.	41
Figura 19. Intercambiador de calor de media presión.	41
Figura 20. Sistema de limpieza del gas de síntesis.....	42
Figura 21. Compresor de la turbina de gas.	42
Figura 22. Cámara de combustión de la turbina de gas.	43
Figura 23. Turbina de gas.	43
Figura 24. Potencia generada en la turbina de gas.....	43
Figura 25. Economizador de media presión.....	44

Figura 26. Evaporador de media presión.	44
Figura 27. Recalentador de media presión.	45
Figura 28. Diagrama T-Q de la parte de Media Presión del Generador de Vapor Recuperador de Calor.....	45
Figura 29. Economizador de alta presión.....	46
Figura 30. Evaporador de alta presión.	46
Figura 31. Recalentador de alta presión.	46
Figura 32. Diagrama T-Q de la zona de alta presión del generador de vapor recuperador de calor.....	47
Figura 33. Sección de alta presión de la turbina de vapor.....	48
Figura 34. Mezcla de los dos flujos de media presión.	48
Figura 35. Sección de media presión de la turbina de vapor.....	49
Figura 36. Sección de baja presión de la turbina de vapor.....	49
Figura 37. Potencia generada en la turbina de vapor.....	50
Figura 38. Diagrama Entalpía-Entropía de la turbina de vapor.....	50
Figura 39. Condensador a la salida de la turbina.	51
Figura 40. Bomba de condensado.	51
Figura 41. Desgasificador.	51
Figura 42. Bomba de media presión.	51
Figura 43. Bomba de alta presión.	52
Figura 44. Variación del rendimiento con la composición del combustible de alimentación al gasificador.....	56
Figura 45. Variación de la potencia neta en función del combustible de alimentación al gasificador.	57
Figura 46. Variación de las emisiones de CO ₂ en función del combustible de alimentación al gasificador.....	58
Figura 47. Variación de las emisiones de SO _x en función del combustible de alimentación al gasificador.....	59
Figura 48. Variación del consumo de combustible en función de su composición.....	61
Figura 49. Variación del consumo de oxígeno en función de la composición del combustible.	61
Figura 50. Variación del consumo de vapor de agua en función de la composición del combustible.	62

III. Índice de tablas

MEMORIA

Tabla 1. Casos estudiados.....	54
Tabla 2. Resumen de resultados obtenidos para los casos estudiados.	54
Tabla 3. Combustible, oxígeno y vapor de agua necesarios para la gasificación para cada caso.	55

ANEXOS

Tabla 4. Caso 1: PM. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador. ...	69
Tabla 5. Caso 1: PM. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	70
Tabla 6. Caso 2: RF.25. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	71
Tabla 7. Caso 2: RF.25. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.....	72
Tabla 8. Caso 3: RF.50. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	73
Tabla 9. Caso 3: RF.50. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.....	74
Tabla 10. Caso 4: RF.75. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	75
Tabla 11. Caso 4: RF.75. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.....	76
Tabla 12. Caso 5: RF.100. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	77
Tabla 13. Caso 5: RF.100. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.....	78
Tabla 14. Caso 6: RP.25. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	79
Tabla 15. Caso 6: RP.25. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.....	80
Tabla 16. Caso 7: RP.50. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	81
Tabla 17. Caso 7: RP.50. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.....	82

Tabla 18. Caso 8: RP.75. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	83
Tabla 19. Caso 8: RP.75. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.....	84
Tabla 20. Caso 9: RP.100. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	85
Tabla 21. Caso 9: RP.100. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	86
Tabla 22. Caso 10: RD.25. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	87
Tabla 23. Caso 10: RD.25. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	88
Tabla 24. Caso 11: RD.50. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	89
Tabla 25. Caso 11: RD.50. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	90
Tabla 26. Caso 12: RD.75. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	91
Tabla 27. Caso 12: RD.75. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	92
Tabla 28. Caso 13: RD.100. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	93
Tabla 29. Caso 13: RD.100. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	94
Tabla 30. Caso 14: RSU.25. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	95
Tabla 31. Caso 14: RSU.25. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	96
Tabla 32. Caso 15: RSU.50. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	97
Tabla 33. Caso 15: RSU.50. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	98
Tabla 34. Caso 16: RSU.75. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	99
Tabla 35. Caso 16: RSU.75. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	100

Tabla 36. Caso 17: RSU.100. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.	101
Tabla 37. Caso 17: RSU.100. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.	102

MEMORIA

1. Introducción

En el presente trabajo se realiza el diseño termodinámico y el análisis de un ciclo combinado que toma como combustible el gas de síntesis obtenido de la gasificación de la biomasa.

La gasificación no es una técnica nueva, siendo conocida ya a finales del siglo XIX, cuando se empleaba para la producción de gas ciudad. Con el paso de los años, esta tecnología fue desplazada debido a la aparición de otras fuentes de energía como el petróleo o el gas natural, que satisfacían la demanda de manera más económica.

En los últimos años, esta tecnología ha recobrado importancia debido a su gran potencial. La gasificación permite obtener gas de síntesis de cualquier material carbonoso, y una vez obtenido, este puede ser empleado bien para generar energía o para ser transformado en diferentes combustibles o químicos. Es, por tanto, una tecnología con gran flexibilidad tanto en la materia prima empleada como en el producto que se puede obtener.

La gasificación resulta de especial interés para su aplicación en la valorización energética de residuos, ya que convierte en recurso un material que de otra forma sería desperdiciado. Además de los residuos, la materia prima que se puede emplear para la gasificación es variada: carbón, hidrocarburos pesados, biomasa...

Por su parte, el ciclo combinado es una tecnología ampliamente utilizada para la producción de energía eléctrica y calor, que ha demostrado ser competitiva a lo largo de los años. Sus principales ventajas, cuando son comparados con centrales térmicas convencionales, son un mayor rendimiento y una menor emisión de gases de efecto invernadero.

2. Objetivos y alcance

La gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC, por sus siglas en inglés) es una tecnología que utiliza habitualmente carbón como combustible, sin embargo, esta tecnología puede ser aplicada utilizando como combustible cualquier material carbonáceo.

En este trabajo se presenta una revisión sobre las posibilidades que ofrece la gasificación, centrándose en el aprovechamiento del gas de síntesis obtenido para su uso en un ciclo combinado. La realización de este trabajo se ha dividido en las siguientes tareas:

- Estudio del estado del arte de la gasificación: materias primas gasificables, tecnologías disponibles en la actualidad, tecnologías emergentes...
- Estudio de los diferentes parámetros de influencia en el comportamiento de los ciclos combinados, así como de sus configuraciones típicas.
- Diseño termodinámico mediante Thermoflex de una planta de ciclo combinado con gasificación integrada que emplea como combustible de diseño pellets de madera.
- Simulación de la planta diseñada modificando el combustible empleado, añadiendo residuos de diferente naturaleza para su valorización energética.
- Análisis de las variaciones en los parámetros principales de la planta diseñada al modificar la composición del combustible.

3. Gasificación

La gasificación es un proceso que convierte una materia prima líquida o sólida en combustible o en compuestos químicos de alto valor. En el proceso de gasificación (Figura 1), la materia prima se seca en primer lugar, calentándola posteriormente hasta someterla a un proceso de degradación termal o pirolisis. Los productos de la pirolisis; que pueden estar en estado sólido, líquido o gaseoso; se gasifican después con ayuda de un medio gasificante (normalmente aire, oxígeno o vapor). La energía necesaria para la realización de este proceso es normalmente suministrada por medio de la combustión de parte de la materia prima. El producto de este proceso se denomina gas de síntesis o syngas.

El syngas producido mediante la gasificación está formado principalmente por hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Tras el proceso de limpieza del gas, este puede ser directamente quemado para producir calor o electricidad o puede ser transformado en otros compuestos, como son:

- Gases industriales (CO o H₂) puro.
- Alcoholes como metanol o etanol.
- Combustibles líquidos a través del proceso Fischer-Tropsch.
- Amoníaco y urea.
- Sustitutos del gas natural.

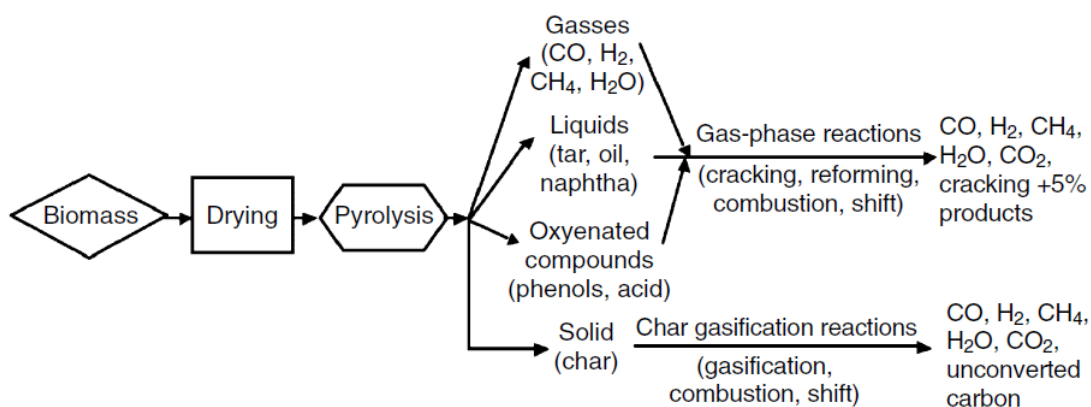
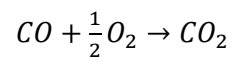
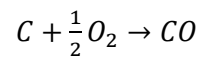


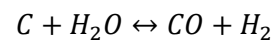
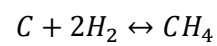
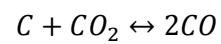
Figura 1. Proceso de gasificación y posibilidades de conversión del gas de síntesis. Fuente: (Basu, 2010)

Aunque las reacciones que tienen lugar en el gasificador son complejas, a continuación se presentan las que tienen mayor influencia en el proceso:

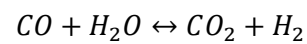
- Reacciones de combustión:



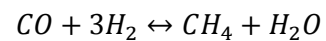
- Reacciones de gasificación:



- Reacción Shift:



- Reacción de metanización:



3.1. MATERIA PRIMA PARA LA GASIFICACIÓN

La gasificación es un proceso que ha sido empleado en diversas industrias a nivel global. Tal y como se muestra en la Figura 2, la materia prima principalmente empleada ha sido el carbón, y lo seguirá siendo en el futuro próximo. Otras de las materias primas que pueden ser empleadas para gasificar son: petróleo, gas, coque de petróleo, biomasa y residuos.

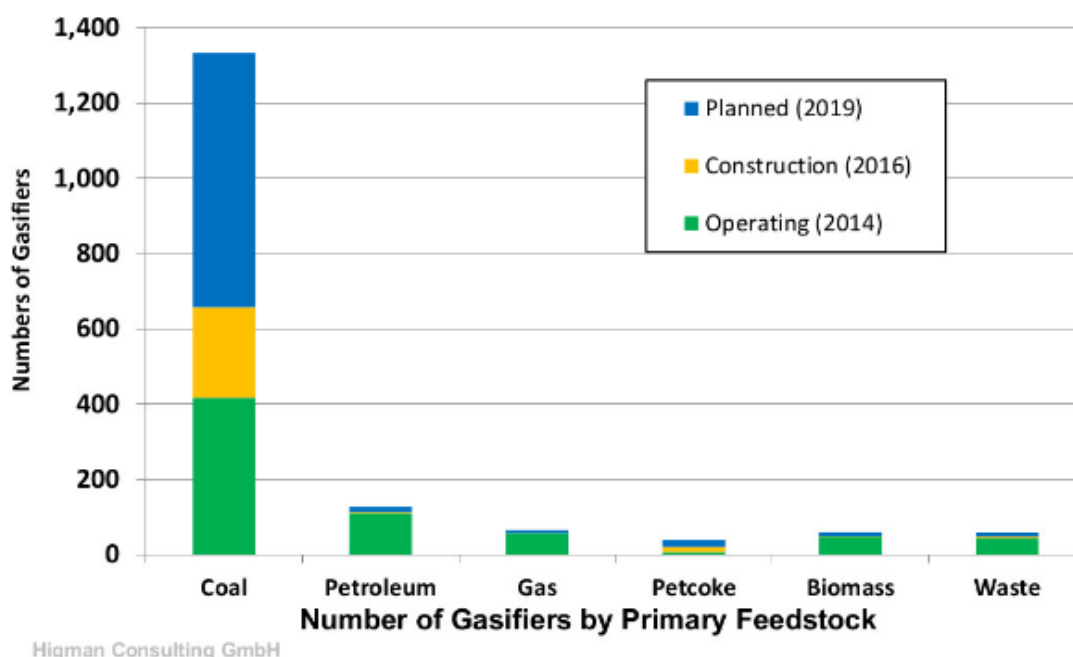


Figura 2. Evolución del número de gasificadores en función de la materia prima. Fuente: (GASIFICATION & SYNGAS TECHNOLOGIES COUNCIL, 2016).

Una de las aplicaciones más interesantes de la gasificación, es la valorización energética de residuos, convirtiendo un producto sin utilidad en energía. Algunos de los residuos que son aptos para esta aplicación son:

- Residuos de agricultura. Durante la producción agrícola se producen un gran número de residuos que no son aprovechados (cáscara de arroz, fibra de caña de azúcar, cáscaras de frutos secos, paja...).
- Residuos forestales. Se pueden utilizar como materia prima los residuos generados en el procesado de la madera, tales como serrín, corteza, astillas de madera. Además, también son de interés los productos generados durante las operaciones de limpieza de los bosques.

- Residuos industriales. Algunas de las industrias que pueden aportar materia prima en mayor medida para la gasificación son la alimenticia, papelera y textil.
- Residuos sólidos urbanos. Aunque la composición y cantidad de este tipo de residuos varía en gran medida en función del lugar, la mayoría de los residuos sólidos urbanos contienen fracciones que pueden ser gasificados como materia orgánica, papeles, plásticos...
- Plásticos. En los últimos años se está experimentando un incremento en el consumo de plásticos, aunque el reciclaje es un proceso que sirve para dar una “segunda vida” a parte de estos residuos, existe otra parte de ellos que no puede ser reciclada y se podría emplear para gasificación.

3.1.1. INFLUENCIA DE LA COMPOSICIÓN

Tal y como se describe en el apartado anterior, la gasificación ofrece gran versatilidad en cuanto a la materia prima empleada. No obstante, las características y la composición de la materia prima tienen gran influencia en el resultado obtenido. A continuación, se resumen algunos de los parámetros que tienen mayor influencia en el proceso:

- Humedad. Existe una humedad óptima para la cual el gasificador tendrá mejores resultados, suele estar entre el 10 y el 30% como norma general, aunque varía en función del tipo de gasificador. La humedad es necesaria para la gasificación ya que favorece la formación de hidrógeno. Si la materia prima tiene suficiente humedad, se podrá reducir o incluso eliminar el vapor añadido al gasificador. Por otra parte, una humedad excesiva representa pérdidas energéticas, ya que se requiere el aporte de energía al sistema para lograr la vaporización de la misma, lo que reduce la eficiencia del gasificador.
- Volátiles. La presencia de volátiles implica una velocidad superior de gasificación, ya que, en la desintegración de la materia, se producirán gases más rápido.
- Cenizas. Las cenizas son compuestos inorgánicos que no se pueden gasificar, por lo que su presencia es indeseable. Al no ser gasificables, tienen que ser retiradas del reactor, por lo que el equipo tiene que estar diseñado para tal efecto. Por otra parte, estas pueden fundirse debido a las altas temperaturas del gasificador, pudiendo originar problemas en el equipo.

- Nitrógeno. El nitrógeno es un elemento no deseado ya que se asocia a la formación de óxidos de nitrógeno, los cuales tienen efectos nocivos para la salud.
- Cloro. El cloro es un elemento no deseable ya que puede formar cloruro de hidrógeno, lo que favorece la corrosión de los equipos.
- Azufre. Al igual que el cloro, favorece la aparición de sulfuro de hidrógeno, que también ocasiona la corrosión de los equipos.

3.1.2. GASIFICACIÓN DE MEZCLAS DE COMBUSTIBLES

Una de las ventajas de la gasificación, es su adaptación a las mezclas de combustibles. Pudiendo así hacer mezclas que se adapten a los objetivos específicos de la planta. Por ejemplo, combinando carbones pobres y biomasa, se puede aumentar el poder calorífico del gas, a la vez que se reducen las emisiones contaminantes. Por otra parte, la gasificación del plástico resulta más sencilla si éste se mezcla con otro combustible de un poder calorífico inferior, como, por ejemplo, los residuos de madera. Algunas mezclas que pueden resultar de interés, ya sea económico o medioambiental son:

- Fangos de la industria papelera y carbón.
- Fangos de EDAR y fuelóleo.
- Lignitos pobres y petróleo.
- Mezclas de carbón y madera.
- Residuos de madera y plásticos.

3.2. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

Actualmente existen diversas tecnologías disponibles a escala comercial. Dichas tecnologías se pueden clasificar en función del modo de contacto de las partículas de materia prima con el medio gasificante:

- Gasificadores de lecho fijo
 - Updraft
 - Downdraft
 - Crossdraft
- Gasificadores de lecho fluido
 - Burbujeante
 - Circulante
- Gasificadores de flujo por arrastre
 - Con alimentación superior
 - Con alimentación lateral

3.2.1. GASIFICADORES DE LECHO FIJO

La característica principal de un gasificador de lecho fijo es que el combustible es sostenido sobre una parrilla. Uno de los mayores beneficios de este tipo de gasificadores es su bajo costo y la posibilidad de construirlos en tamaños pequeños.

En los gasificadores de lecho fijo, la mezcla y la transferencia de calor a lo largo del equipo son pobres, lo que lleva a una distribución no uniforme de la temperatura y la composición del gas en la sección transversal del gasificador. Por este motivo, la materia prima empleada en este tipo de gasificadores tiene como requisito la no tendencia a la aglomeración.

Los gasificadores de lecho fijo se pueden subdividir en: updraft, downdraft y crossdraft.

3.2.1.1. Gasificadores de lecho fijo “updraft”

Los gasificadores de tipo updraft tienen uno de los diseños más sencillos de todos los gasificadores (ver Figura 3). El medio gasificante entra en el equipo por la parte inferior, recorre la parrilla en donde se encuentra a las cenizas, y sigue viajando hacia la zona superior, donde sale del gasificador. Por otra parte, la materia prima se introduce en la zona superior y se mueve hacia la inferior experimentando secado, pirolisis, gasificación

y oxidación. El resto de combustible, ya convertido en cenizas, atraviesa la parrilla y se deposita en el fondo del gasificador, donde puede ser eliminado posteriormente.

Este tipo de gasificadores son apropiados para materia prima con altos contenidos en cenizas, elevado porcentaje de humedad y baja volatilidad.

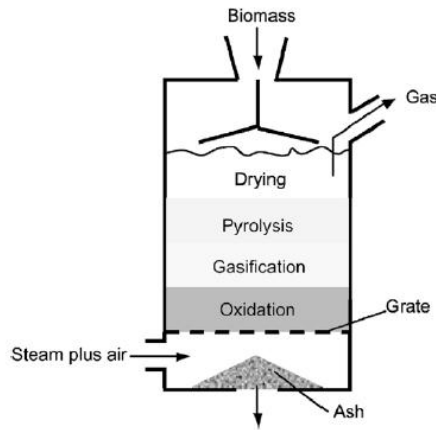


Figura 3. Gasificador tipo "updraft". Fuente: (Basu, 2010)

3.2.1.2. Gasificadores de lecho fijo "downdraft"

En este tipo de equipos, el medio gasificante y el combustible viajan en sentido concurrente. En la Figura 4, se muestran dos configuraciones diferentes de gasificadores downdraft. La materia prima se introduce por la parte superior y se mueve hacia la parte inferior hasta que las cenizas que quedan atraviesan la parrilla. El gas se introduce a través de una serie de inyectores, que se encuentran situados por encima de la zona de combustión y alrededor del perímetro del equipo. El gas pasa por la zona en donde se encuentran las cenizas, que está a alta temperatura y en donde el alquitrán que todavía contiene encuentra condiciones favorables para su craqueo, lo que implica que este tipo de gasificadores tengan una producción de alquitrán muy baja.

Debido a la baja producción de alquitrán, los gasificadores de tipo "downdraft" son apropiados para motores de combustión interna ya que éstos requieren un gas más limpio.

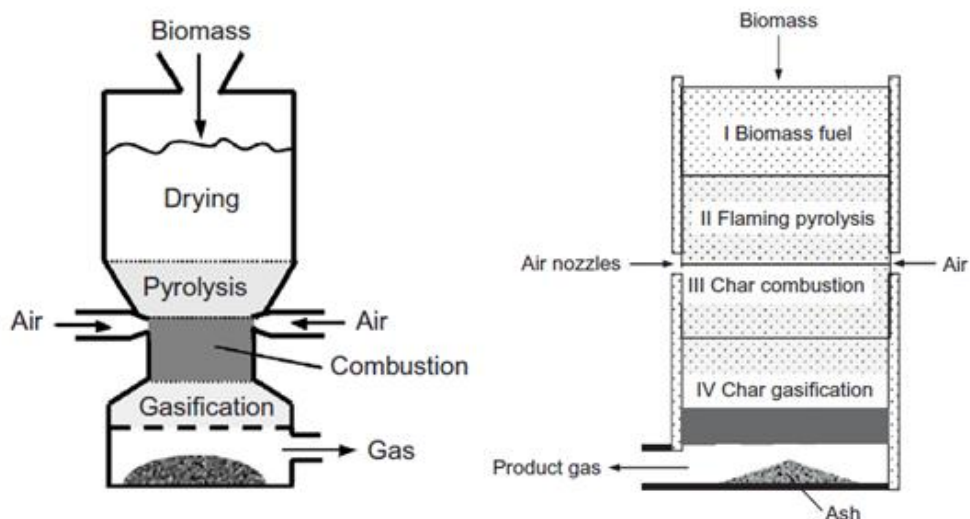


Figura 4. Gasificadores tipo “downdraft” en dos configuraciones diferentes: “Throated” (izquierda) y “throatless” (derecha). Fuente: (Basu, 2010)

3.2.1.3. Gasificador de lecho fijo tipo “crossdraft”

En este tipo de gasificadores (Figura 5), el combustible se introduce por la parte superior, y viaja hacia la parte inferior. El medio gasificante se inyecta a alta velocidad desde el lateral del reactor, saliendo el gas de síntesis, por el lateral opuesto.

Este tipo de gasificadores son apropiados para unidades de pequeña escala. Pueden soportar combustibles con alto contenido de humedad, pero no alto contenido en cenizas o alquitranes. De entre las ventajas de esta configuración destacan:

- Constan de una zona de reacción pequeña, lo que permite un menor tiempo de respuesta.
- El tiempo de puesta en marcha es inferior con respecto a otros gasificadores de lecho fijo.
- Requiere un sistema de limpieza sencillo.
- Pueden presentar un diseño compacto.

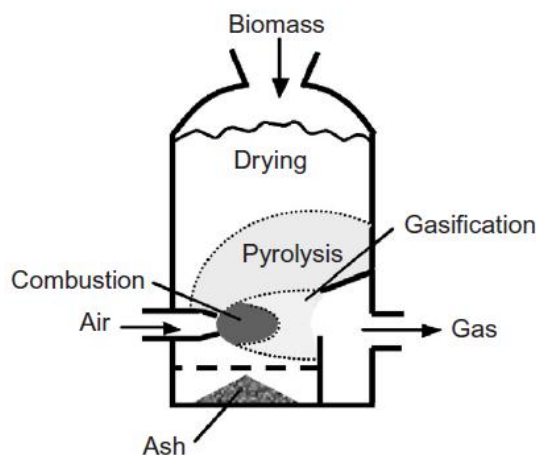


Figura 5. Gasificador tipo "crossdraft". Fuente: (Basu, 2010)

3.2.2. GASIFICADORES DE LECHO FLUIDO

La principal característica de estos equipos es que el combustible se encuentra en estado fluidizado. Esto se lleva a cabo mediante el paso del medio gasificante a través del combustible a una velocidad determinada, diseñada para mantener las partículas en estado de suspensión. Estos equipos presentan una buena capacidad de mezcla, lo que conduce a una temperatura homogénea.

Los gasificadores de lecho fluido pueden ser subclasificados en lecho fluido burbujeante y circulante.

3.2.2.1. Gasificadores de lecho fluido burbujeante

En un gasificador de lecho fluido burbujeante (Figura 6), el combustible que se introduce en el reactor es fluidizado por el medio gasificante. La ceniza generada en el proceso se puede retirar del fondo del lecho. El agente gasificante se puede inyectar en dos etapas, la primera para generar las condiciones apropiadas para mantener el lecho en estado burbujeante y la segunda para facilitar la gasificación en sí misma. El gas sale por la parte superior del gasificador, pasando por un separador de polvo que limpia el gas y devuelve las partículas de combustible no gasificadas al reactor.

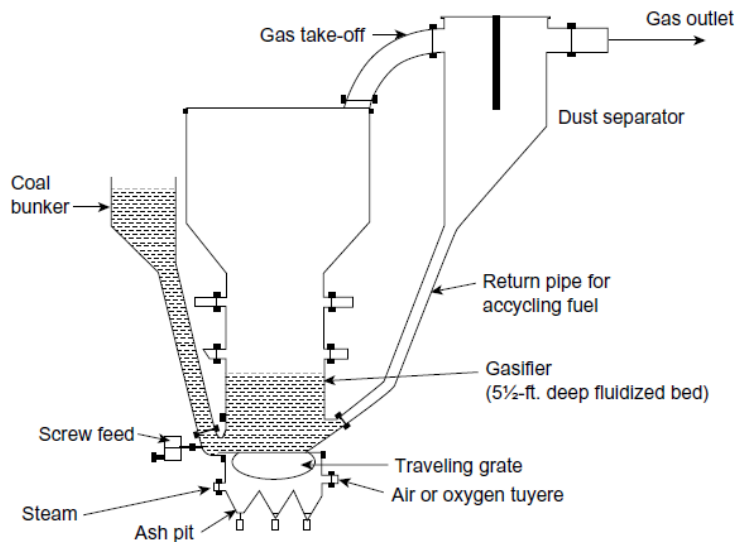


Figura 6. Gasificador de lecho fluido burbujeante. Fuente: (Basu, 2010)

3.2.2.2. Gasificadores de lecho fluido circulante

Este tipo de gasificadores se componen de un reactor gasificador, un ciclón y un elemento de recirculación de combustible (Figura 7). El combustible se alimenta al reactor donde se fluidifica mediante un determinado agente, el conjunto viaja hasta el ciclón, que separa los gases de las partículas de combustible restantes. El combustible recogido en el ciclón se recircula al reactor y la ceniza formada se retira del fondo del reactor.

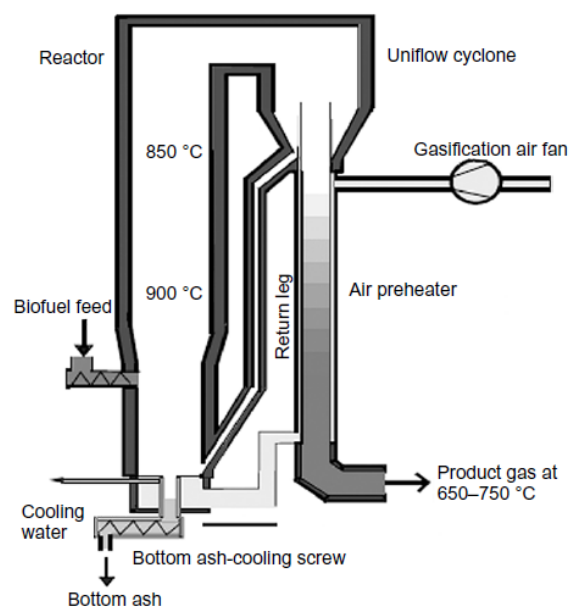


Figura 7. Gasificador de lecho fluido circulante. Fuente: (Basu, 2010)

3.2.3. GASIFICADORES DE CORRIENTE DE ARRASTRE

Los gasificadores de flujo por arrastre son comunes en la gasificación del carbón, coque de petróleo y residuos generados en las refinerías. En los gasificadores de flujo por arrastre, el agente gasificante y el combustible viajan en sentido concurrente (Figura 8 y Figura 9). Un inyector introduce tanto el combustible como el medio gasificante a alta velocidad, produciendo así una zona de recirculación cerca del punto de inyección. La reacción de combustión se produce cerca del punto de entrada y consume la mayor parte del oxígeno de tal manera que los productos de esta combustión se someten a reacciones de gasificación.

El tiempo de residencia en este tipo de gasificadores es muy bajo, por lo que el combustible necesita ser introducido en forma de partículas muy finas, lo que incrementa el consumo de energía en la molienda. No son recomendados para combustibles con gran contenido en humedad o cenizas. No obstante, presentan una serie de ventajas frente a otros equipos como son una baja producción de alquitranes, que la ceniza se produce en forma de escoria y que presenta un alto grado de conversión del carbono presente.

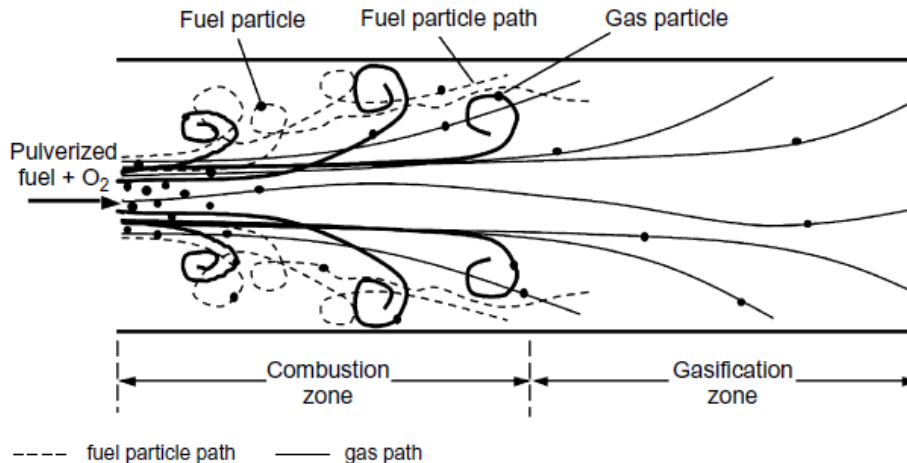


Figura 8. Contacto sólido-gas en un gasificador de corriente de arrastre. Fuente: (Basu, 2010)

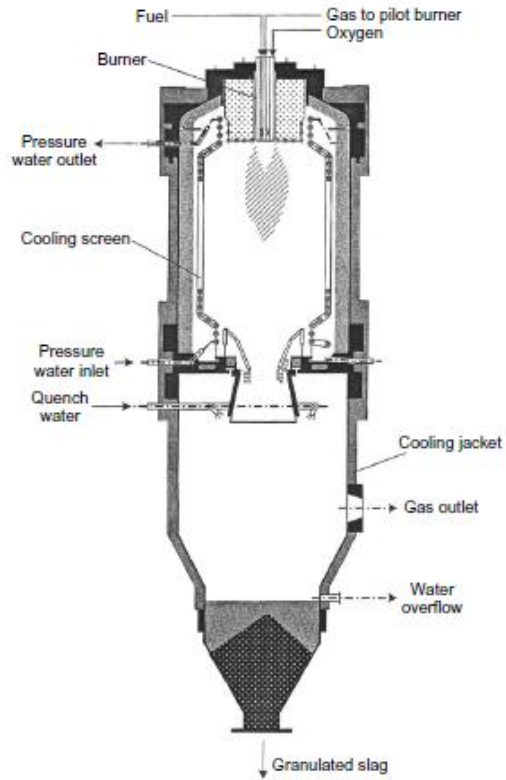


Figura 9. Gasificador de corriente de arrastre con alimentación superior. Fuente: (Basu, 2010)

3.3. TECNOLOGÍAS EMERGENTES

En esta sección se presentan algunas de las tecnologías propuestas para la mejora del proceso de gasificación. Algunos de los objetivos de estas nuevas tecnologías son:

- Maximizar el rendimiento del gas de síntesis.
- Optimizar la calidad del syngas.
- Incrementar la pureza del syngas.
- Incrementar la eficiencia global del proceso.
- Incrementar la viabilidad económica.

3.3.1. GASIFICADOR COMPACTO “UNIQUE”

El gasificador compacto “UNIQUE” (Figura 10) aúna la gasificación, la limpieza y el acondicionamiento del gas en un único equipo.

Este concepto pretende reducir la inversión en energía en la limpieza y el acondicionado del syngas. Esto permite que las plantas de gasificación sean más compactas, simples eficientes y económicas.

La disposición de este equipo incluye una serie de elementos filtrantes catalíticos integados en el “freeboard” de un gasificador de lecho fluido. El objetivo de esto es eliminar las partículas y los elementos traza, así como convertir el alquitrán restante.

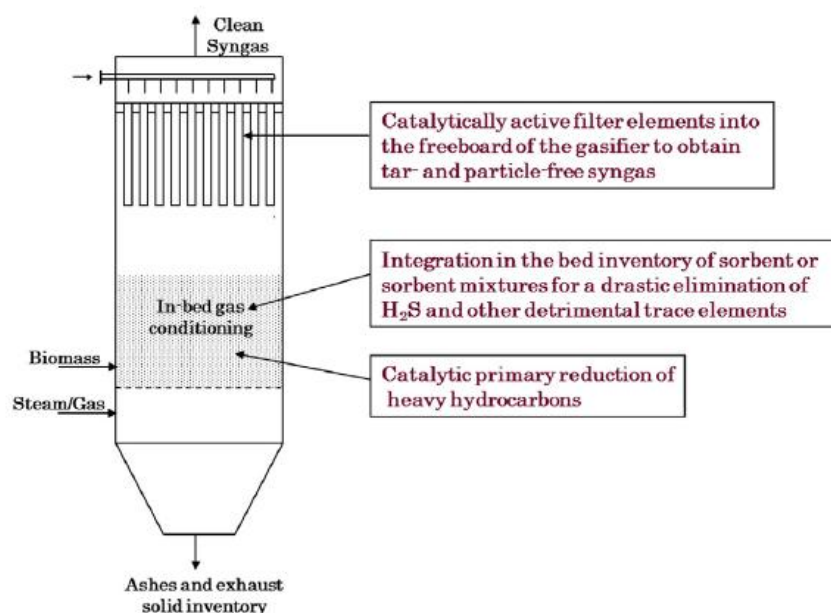


Figura 10. Gasificador compacto “UNIQUE”. Fuente: (Heidenreich & Foscolo, 2015)

3.3.2. COMBINACIÓN DE LA PIROLISIS Y GASIFICACIÓN

En esta tecnología los procesos de pirolisis y gasificación son separados con el objetivo de controlar y optimizar cada proceso de forma más específica. De esta forma, se consigue una alta pureza de gas con bajos niveles de alquitrán manteniendo una alta eficiencia del proceso. El principal problema de esta tecnología, es que la complejidad de la gasificación aumenta al combinar dos reactores diferentes. No obstante, esto se equilibra con un sistema de limpieza de gas más sencillo.

En las siguientes líneas, se indican dos formas de combinar la pirolisis y la gasificación.

3.3.2.1. Combinación de la pirolisis y la gasificación en una unidad.

El proceso que se muestra en la figura corresponde a un modelo de gasificador denominado “Viking” (Figura 11) que ha sido desarrollado por la Danish Technical University. En este equipo, la pirolisis y gasificación se realizan de forma secuencial. La pirolisis tiene lugar en un reactor tipo tornillo sin fin, siendo los productos de pirolisis dirigidos a un gasificador de lecho fijo tipo “downdraft”. El aire se inyecta entre las zonas de pirolisis y gasificación, con el objetivo de permitir la combustión parcial.

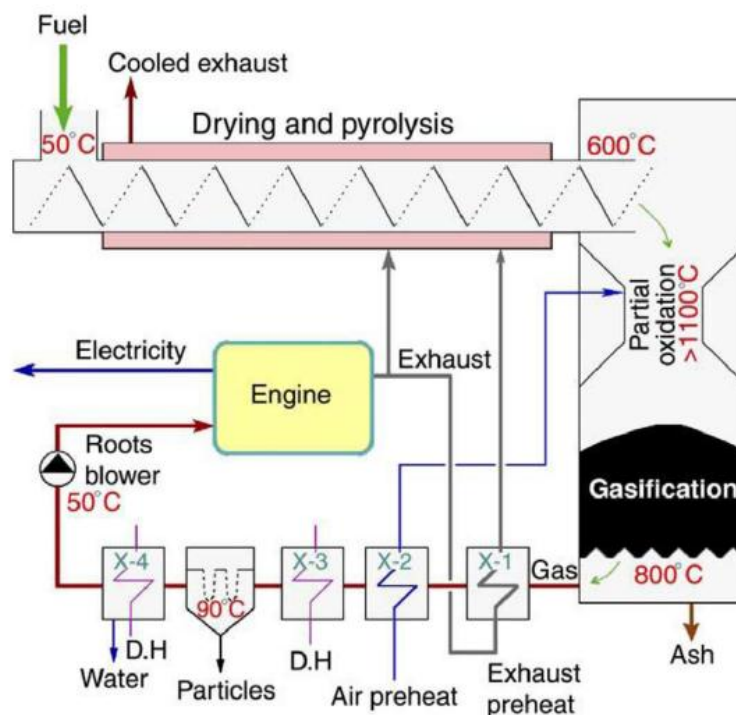


Figura 11. Esquema de un gasificador tipo “Viking”. Fuente: (Heidenreich & Foscolo, 2015)

3.3.2.2. Realización de la pirolisis y la gasificación en lugares diferentes.

Este concepto fue desarrollado por el Instituto Tecnológico de Karlsruhe (Karlsruhe University of Technology). En este proceso, la pirolisis es llevada a cabo en pequeñas plantas en las cuales la materia prima se encuentra cercana. El producto del proceso es un lodo muy concentrado que se transporta posteriormente a una planta de gasificación.

Como resultado de este diseño, el transporte de la materia prima es más económico debido a que los productos del proceso de pirolisis tienen 10 veces más densidad energética que la materia prima.

3.3.3. COMBINACIÓN DE LA GASIFICACIÓN Y LA COMBUSTIÓN

En este concepto los procesos de gasificación y combustión se separan con el objetivo de incrementar la eficiencia total del proceso y de minimizar la concentración en alquitranes. Esto permite obtener un syngas de alta calidad, ya que no está diluido por el nitrógeno como en los gasificadores convencionales.

Este sistema se puede llevar a cabo en un doble reactor de lecho fluido (Figura 12), en el cual la gasificación y la combustión se ejecutan en dos reactores diferentes. La combustión se realiza en un reactor de lecho fluido circulante rápido mientras que la gasificación se realiza en un reactor de lecho fluido burbujeante. El gasificador intercambia con el combustor las partículas de combustible que no han podido ser gasificadas. En la parte superior del combustor, un ciclón separa los gases de combustión de las partículas, devolviéndose éstas al gasificador. El gas que sale del combustor contiene el nitrógeno presente en el aire ambiente, sin embargo, en el gasificador se emplea vapor como agente gasificante, lo que da como resultado un gas de síntesis con un contenido en nitrógeno mínimo.

Al comparar este sistema con las plantas de gasificación tradicionales, tiene la ventaja de que la calidad del gas obtenido es mayor, aunque la complejidad de operación de estas plantas también incrementa.

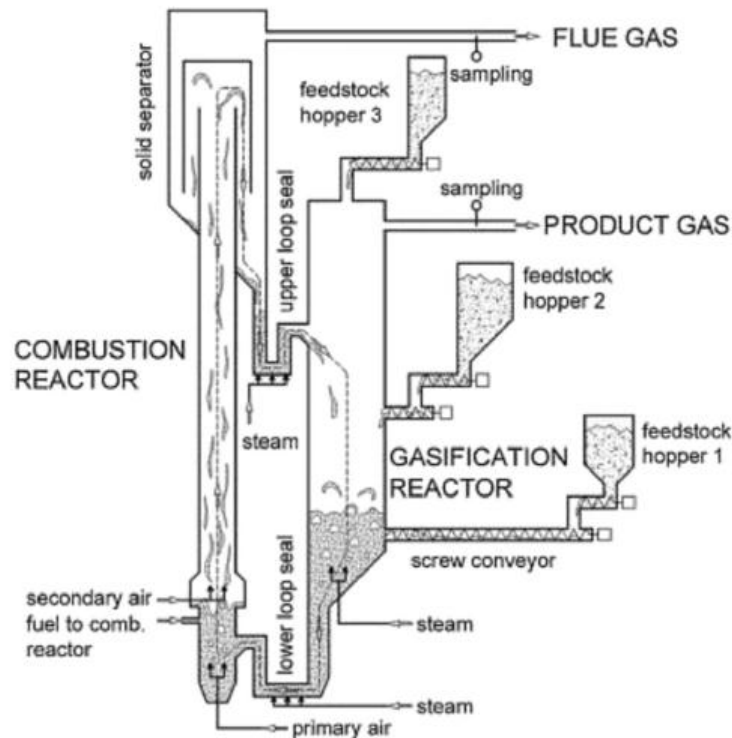


Figura 12. Esquema de un sistema gasificador con una cámara de combustión y otra de gasificación.
Fuente: (Heidenreich & Foscolo, 2015)

3.3.4. GASIFICACIÓN POR PLASMA

La gasificación mediante plasma (Figura 13) ha despertado mucho interés principalmente debido a las altas temperaturas que estos reactores pueden alcanzar. Estas temperaturas permiten la descomposición de cualquier material carbonáceo en sus constituyentes elementales. Además, posibilita que los alquitranes producidos se craqueen y que las dioxinas y furanos sean destruidas. En esta tecnología, las partes inorgánicas que no pueden ser gasificadas se recuperan en el fondo del reactor en forma de escoria vitrificada. Por estos motivos, la gasificación plasma es especialmente apropiada para residuos sólidos urbanos y residuos de polímeros. El calor necesario para la gasificación se produce mediante una antorcha de plasma, en la cual se crea un arco eléctrico de alto voltaje entre dos electrodos.

Como ventajas de la gasificación por plasma se pueden destacar la producción de un gas de síntesis de alta calidad; con alto contenido en CO e hidrógeno, bajo contenido en CO₂, baja concentración de alquitranes, alto poder calorífico y, además, el reactor no se ve afectado por el tamaño de las partículas o la estructura de la materia prima. Las

desventajas son su alto consumo de energía eléctrica, que lleva a una baja eficiencia del proceso y unos costes de inversión altos.

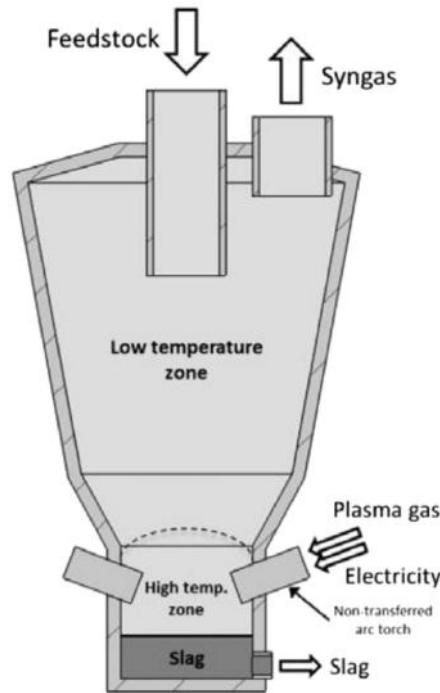


Figura 13. Esquema de un gasificador de plasma. Fuente: (Heidenreich & Foscolo, 2015)

3.3.5. GASIFICACIÓN EN AGUA SUPERCRÍTICA

Este concepto se basa en las propiedades del agua supercrítica como disolvente y reactante. La solubilidad de los materiales orgánicos aumenta y la de los materiales inorgánicos disminuye bajo estas condiciones. Además, la formación de alquitranes es inhibida con esta tecnología.

Las principales ventajas de la gasificación en agua supercrítica son: la materia prima se puede tratar sin necesidad de realizar un secado previo, producción de un gas rico en hidrógeno, alta eficiencia de gasificación y baja formación de alquitranes. La principal desventaja es el costo de los materiales, que tienen que ser capaces de resistir estas condiciones, soportando la corrosión, la alta presión y la alta temperatura. Otra desventaja es la gran cantidad de energía que se necesita para calentar el agua hasta condiciones supercríticas, aunque este problema encuentra una solución parcial en el uso de catalizadores apropiados.

4. Utilización del gas de síntesis

4.1. USOS DEL GAS DE SÍNTESIS EN LA ACTUALIDAD

Como se ha explicado anteriormente, el gas de síntesis puede ser empleado para diversos objetivos: producción de calor, de electricidad o transformación en químicos y combustibles de diferente naturaleza. En la Figura 14, se muestra la distribución de los MWth de gas de síntesis producidos en función de su aplicación. Se puede observar, que la principal aplicación de la gasificación es la obtención de químicos y de combustibles gaseosos.

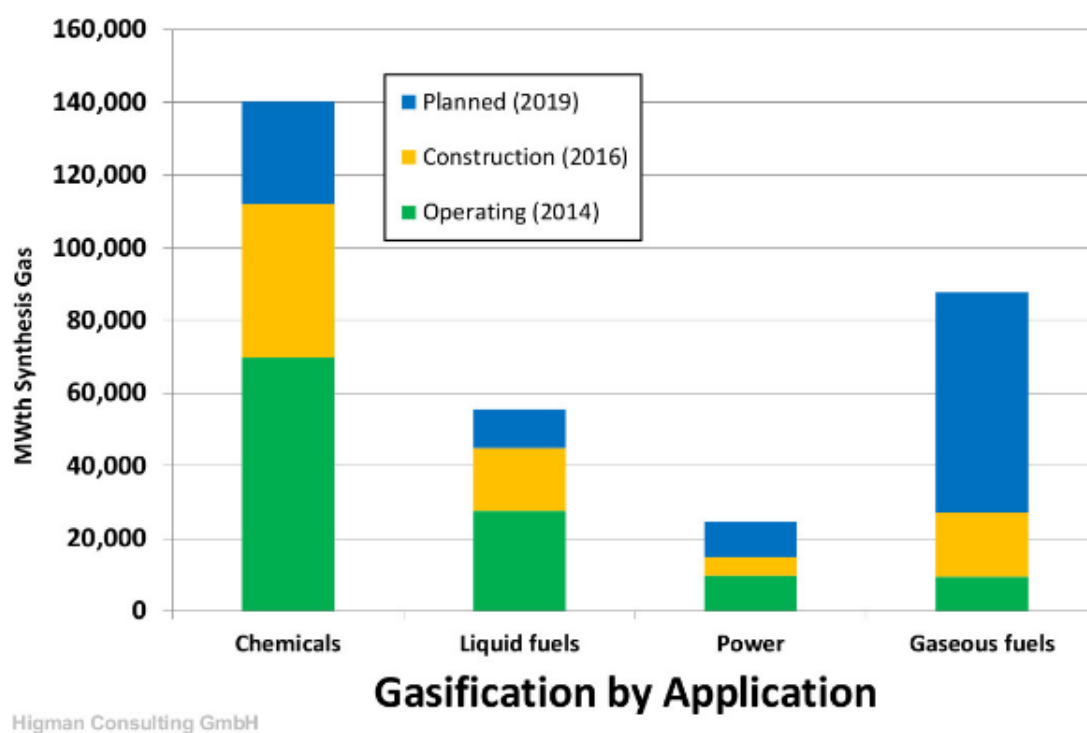


Figura 14. Utilización del gas de síntesis por aplicación. Fuente: (GASIFICATION & SYNGAS TECHNOLOGIES COUNCIL, 2016)

En este trabajo se estudia la gasificación para la generación de energía eléctrica, concretamente, mediante la integración de la misma en un ciclo combinado. Además del ciclo combinado, existen otras rutas mediante las cuales se puede aprovechar el gas de síntesis para el mismo propósito; como puede ser mediante un grupo electrógeno, un ciclo de gas o un ciclo de vapor.

4.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cuando el objetivo de la gasificación es la producción de energía eléctrica o calor, ésta es habitualmente comparada con la combustión directa. En lo referente a este aspecto, los beneficios que presenta la gasificación frente a la combustión directa de combustibles sólidos son:

- Reducción de la formación de dioxinas, NO_x y SO_x debido a que en el proceso de gasificación una menor cantidad de oxígeno es empleada.
- El volumen de gas producido en la gasificación es pequeño cuando se compara con los gases de escape. Esto implica que la concentración de contaminantes en el mismo es mayor, lo que facilita su limpieza.
- La baja temperatura de gasificación previene la volatilización de alkali y otros metales.
- Los materiales que no son susceptibles de ser gasificados son recuperados en forma no oxidada.
- Para pequeñas aplicaciones en localizaciones remotas, una planta con un gasificador y un grupo electrógeno es más conveniente que una planta de combustión con turbina de vapor.

Además, una de las mayores ventajas de la gasificación con respecto a la combustión directa es que el producto, el gas de síntesis, puede ser empleado para múltiples objetivos además de la producción de energía y calor. El hecho de que una planta produzca varios productos, maximiza el beneficio y la seguridad de la misma, ya que se puede variar la producción de cada uno, según la estrategia de la empresa.

No obstante, la gasificación también presenta algunas desventajas cuando se compara a la combustión que deberán ser tenidas en cuenta:

- El gas de síntesis es tóxico y potencialmente explosivo, es por esto, que se debe tener en cuenta invertir en equipamiento de control, lo que incrementará el coste de la planta.
- Las plantas de gasificación son más complejas y difíciles de operar que las de combustión.
- La limpieza del gas de síntesis es costosa en términos tanto energéticos como económicos, y su consumo energético disminuye la eficiencia general del proceso.
- Si como producto sólo se desea obtener calor, en plantas pequeñas es más conveniente la combustión directa.

- Como regla general, la gasificación presenta unos costes iniciales y de operación más elevados.

4.3. EL CICLO COMBINADO

Las centrales de ciclo combinado son plantas que producen energía eléctrica mediante la integración de dos ciclos termodinámicos: un ciclo de gas (Brayton) y uno de vapor (Rankine).

En un ciclo combinado, se toma aire del ambiente y se presuriza mediante un compresor, después, este aire se lleva a la caldera donde se inyecta el combustible y se produce la combustión. Los gases de combustión se expanden en una turbina de gas, saliendo de ella a elevada temperatura. Estos gases de escape se hacen pasar por un generador de vapor de recuperación de calor con el objetivo de generar el vapor necesario para el ciclo Rankine. Una vez el vapor del ciclo Rankine ha sido generado, éste se expande en una turbina o en una serie de turbinas, produciendo energía eléctrica mediante el movimiento del eje de un alternador. El vapor, una vez expandido se condensa y se bombea otra vez hacia el generador de vapor de recuperación de calor, repitiendo así el ciclo.

4.3.1. ELEMENTOS DE UNA PLANTA DE CICLO COMBINADO

4.3.1.1. Turbina de gas

La turbina de gas es uno de los elementos principales en una planta. Se encarga de convertir la energía química del combustible en energía eléctrica (mediante el movimiento del eje de un alternador) y térmica (contenida en los gases de escape).

Las turbinas de gas se producen de manera estandarizada, lo que reduce los plazos de entrega y el precio de las mismas. Como desventaja de esta estandarización, sólo existen ciertos tipos de turbinas en el mercado por lo que no es posible comprar una de una potencia exacta específica.

4.3.1.2. Generador de vapor de recuperación de calor (HRSG)

El generador de vapor de recuperación de calor (HRSG, por sus siglas en inglés) tiene como función integrar los ciclos de gas y vapor, aprovechando la energía térmica de los gases de escape de la turbina de gas para generar vapor para el ciclo de vapor. Estos equipos se pueden clasificar según su geometría (horizontales y verticales) y con postcombustión o sin postcombustión.

Los generadores de vapor de recuperación de calor constan de los siguientes equipos:

- Economizadores. Utilizan los gases de escape de baja temperatura para precalentar el agua de alimentación. Por ello, se sitúan en la parte más alejada de la entrada de los gases.
- Evaporadores. Utilizan los gases de escape de temperatura intermedia para evaporar el agua del ciclo.
- Recalentadores. Utilizan aquellos gases de más temperatura, por lo tanto, se sitúan en la parte más cercana a la entrada de los mismos. El vapor que sale de los recalentadores está listo para ser dirigido a la turbina, por lo que, éste es calentado de tal forma que no existan gotas de agua en el mismo, lo que dañaría a la turbina.
- Calderín. El calderín recoge el agua proveniente de los economizadores y alimenta tanto al evaporador como al recalentador. En él coexisten tanto la fase vapor como la líquida.
- Desgasificador. Tiene como función eliminar los gases que pueden estar disueltos en el agua de alimentación, para evitar la corrosión de los equipos.
- Bombas de alimentación. Son las encargadas de dirigir el agua de alimentación hacia el generador de vapor de recuperación de calor.

4.3.1.3. Turbina de vapor

Las turbinas de vapor se encargan de expandir el vapor produciendo energía mecánica, que será a su vez convertida en energía eléctrica. El vapor que sale de la turbina aún contiene energía térmica que no ha podido ser aprovechada por la misma y se dirige al condensador.

4.3.1.4. Otros elementos

- Generadores eléctricos, que acoplados a las turbinas son los encargados de producir energía eléctrica.
- Equipamiento eléctrico.
- Equipamiento de control, para asegurar que la operación de la planta se haga de forma segura y controlar que todos los parámetros tengan los valores apropiados.
- Condensador, para realizar el cambio de fase del vapor que sale de la turbina.

- Sistema de refrigeración.
- Tuberías, válvulas y demás accesorios.

4.3.2. CONFIGURACIONES DE LOS CICLOS COMBINADOS

La principal preocupación a la hora de diseñar la disposición de los elementos de una planta de ciclo combinado es hacer un uso óptimo de los gases de escape de la turbina de gas. Con este objetivo, diferentes configuraciones han sido propuestas y llevadas a cabo a lo largo de los años. En esta sección se hace una clasificación de las configuraciones más destacables.

Las plantas de ciclo combinado se pueden clasificar en dos grupos: plantas con combustión suplementaria y plantas sin combustión suplementaria. Además, también se clasifican en ciclos combinados de una o varias presiones.

4.3.2.1. Ciclos combinados sin combustión suplementaria

En este tipo de plantas, todo el combustible se quema en la turbina de gas, siendo el vapor generado directamente a partir del gas de escape de la turbina de gas. Este tipo de plantas es el más generalizado hoy en día debido a su simplicidad, su bajo coste y sus altas eficiencias.

4.3.2.2. Ciclos combinados con combustión suplementaria

En este tipo de plantas, se realiza una segunda combustión de los gases de escape de la turbina. Esto se debe a que no todo el oxígeno que contiene el aire es utilizado en la primera combustión, y, por lo tanto, puede ser aprovechado realizando una segunda combustión para aumentar la temperatura de los gases.

4.3.2.3. Ciclos combinados de una presión

Es el sistema más simple para un ciclo combinado, generalmente constan de una o varias turbinas de gas con un generador de vapor de calor residual (compuesto por un economizador, evaporador y recalentador), una turbina de vapor, un condensador, un desgasificador y un economizador.

4.3.2.3. Ciclos combinados de varias presiones

Como regla general, los ciclos combinados de varias presiones aprovechan mejor el calor contenido en los gases de escape de la turbina de gas que los ciclos de una sola presión. Para su operación en esta configuración, la turbina de vapor y el generador de vapor de recuperación de calor presentan varias secciones a diferentes presiones.

5. Simulación en Thermoflex

En esta sección se presenta la simulación de un ciclo combinado con gasificación integrada de biomasa mediante el software comercial “THERMOFLEX” (site: 2675, key ID: 1933820F, Escuela de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo, Universidad de Oviedo) (THERMOFLEX, 2017).

La planta simulada se puede dividir en los siguientes componentes principales:

- Unidad de separación de aire (ASU).
- Gasificador de flujo de arrastre.
- Unidad de limpieza de gas de síntesis.
- Turbina de gas.
- Ciclo de vapor con caldera de recuperación de gases (HRSG) de dos presiones.

La planta ha sido diseñada para la gasificación de pellets de madera (PM). Dando como resultado el esquema indicado en la Figura 15.

Una vez diseñada la planta, se procedió a modificar la materia prima empleada en la misma, para obtener la variación de los parámetros principales de interés de la planta: potencia, rendimiento, emisiones, consumos...

Como se ha explicado en apartados anteriores, la gasificación presenta especial interés para la valoración energética de residuos. Por este motivo, las materias primas seleccionadas para variar la alimentación de la planta han sido mezclas de la biomasa inicial con residuos de diferente naturaleza. Las mezclas se han realizado con los siguientes porcentajes en peso del residuo empleado: 25%, 50%, 75% y 100%. Los residuos elegidos para estas simulaciones han sido:

- Residuos forestales (RF).
- Residuos de la industria papelera (RP).
- Lodos residuales de depuradora (RD).
- Residuos sólidos urbanos (RSU).

En las siguientes páginas, se muestran los datos obtenidos tras el diseño de la planta en el caso inicial, así como los resultados más representativos obtenidos tras las simulaciones con modificación de la materia prima.

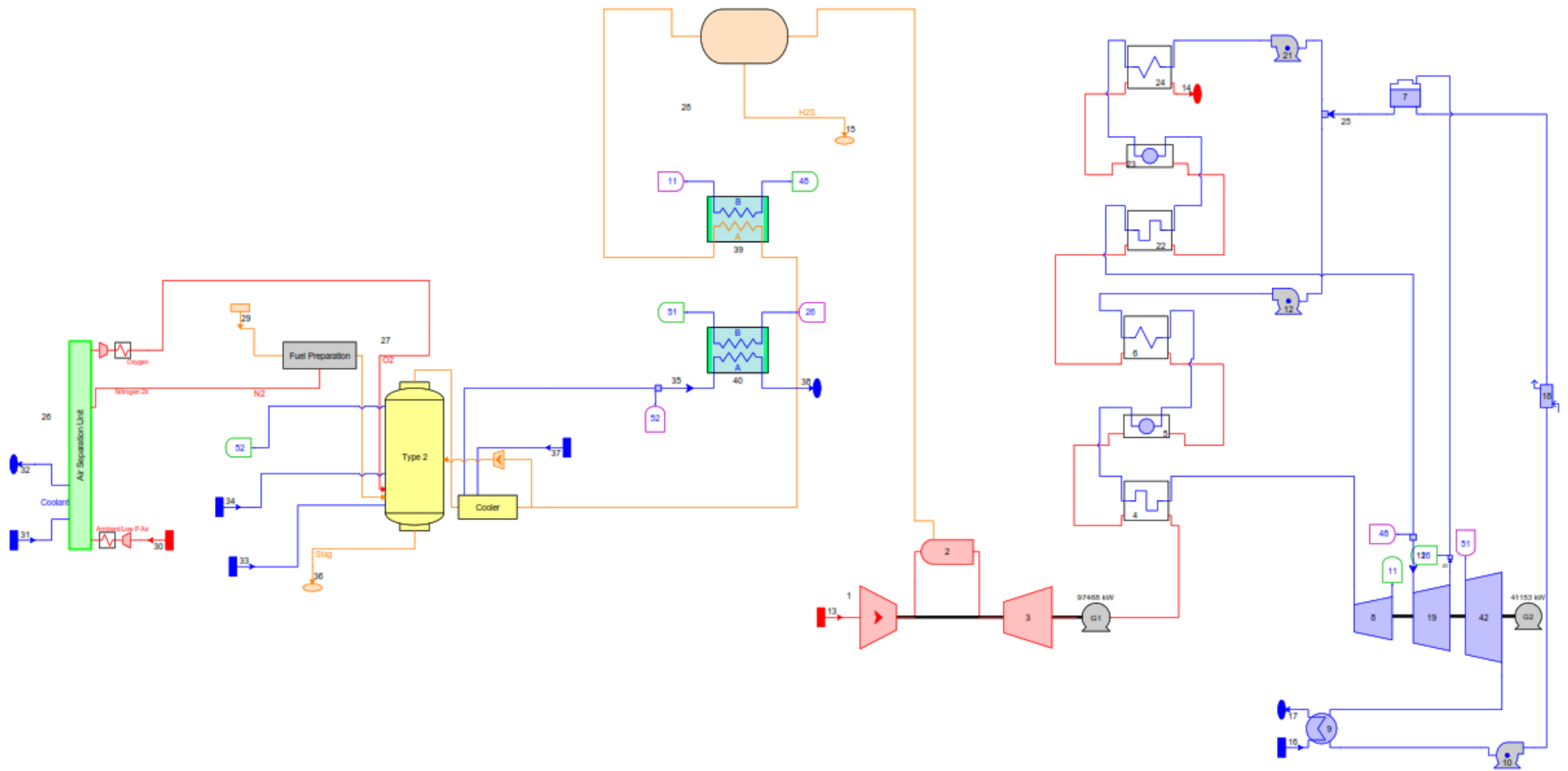


Figura 15. Esquema general de la planta.

5.1. DISEÑO PARA GASIFICACIÓN DE BIOMASA

Para el diseño inicial de la planta, se ha empleado como materia prima pellets de madera. Los datos de la biomasa empleada y del gas de síntesis obtenido de la gasificación de la misma se presentan en el ANEXO (página 69). En las siguientes páginas, se muestran los resultados obtenidos en los diferentes equipos de la planta.

5.1.1. UNIDAD DE SEPARACIÓN DE AIRE

La unidad de separación de aire toma aire atmosférico y lo separa proporcionando los flujos de oxígeno y nitrógeno necesarios para la gasificación. Los componentes que estén presentes en el aire y no sean necesarios son desechados mediante una descarga. Como se aprecia en la Figura 16, la unidad toma 32,08 kg/s de aire atmosférico y lo descompone en oxígeno (7,679 kg/s a 23,96 bar) y nitrógeno (1,711 kg/s a 1,0132 bar) para el gasificador.

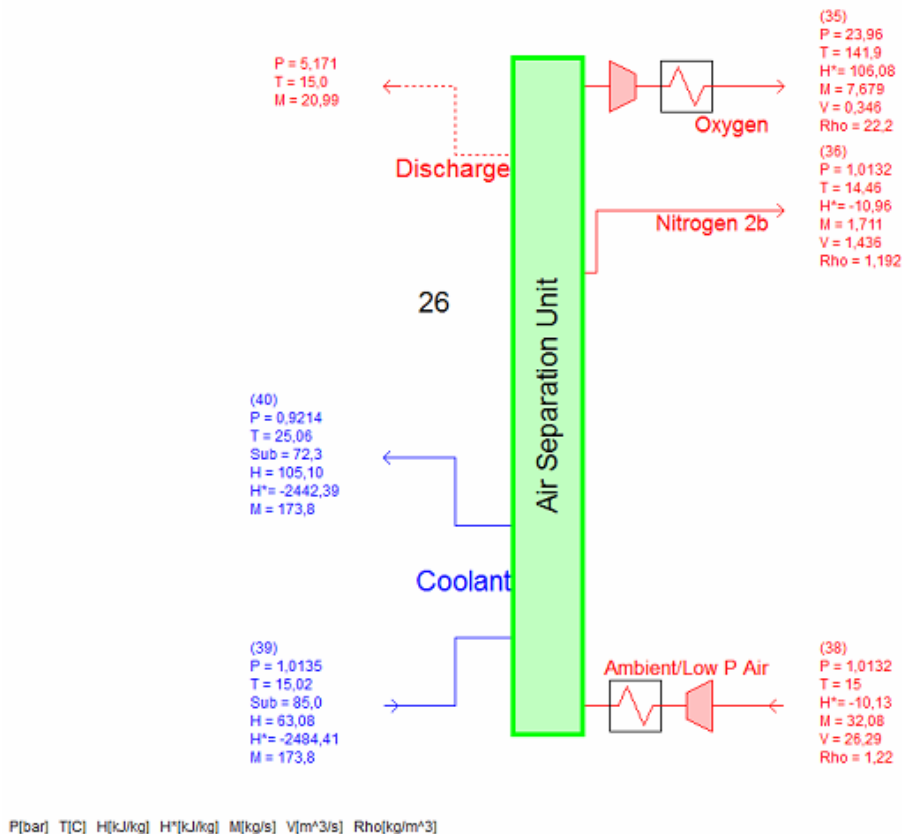


Figura 16. Unidad de separación de aire.

5.1.2. GASIFICADOR

El gasificador (Figura 17) empleado es un gasificador de flujo de arrastre de una etapa que opera a una presión de 23,96 bar y a una temperatura de 1093°C. Como medio gasificante se emplea oxígeno (7,679 kg/s a 23,96 bar y 141,9 °C) y vapor de agua (1,711 kg/s a 23,96 bar y 230°C). La alimentación entra a una cámara de preparación (17,11 kg/s) junto con el nitrógeno separado en la unidad de separación de aire. Además, cuenta con un enfriador de tipo convectivo que enfría el gas de síntesis (syngas) hasta 350 °C. El calor cedido por el enfriamiento del gas de síntesis se usa para recalentar la extracción de baja presión de la turbina.

De esta forma, el gasificador produce gas de síntesis (23,48 bar y 350°C), vapor sobrecalentado (25 bar y 224°C) y escoria (0,1639 kg/s).

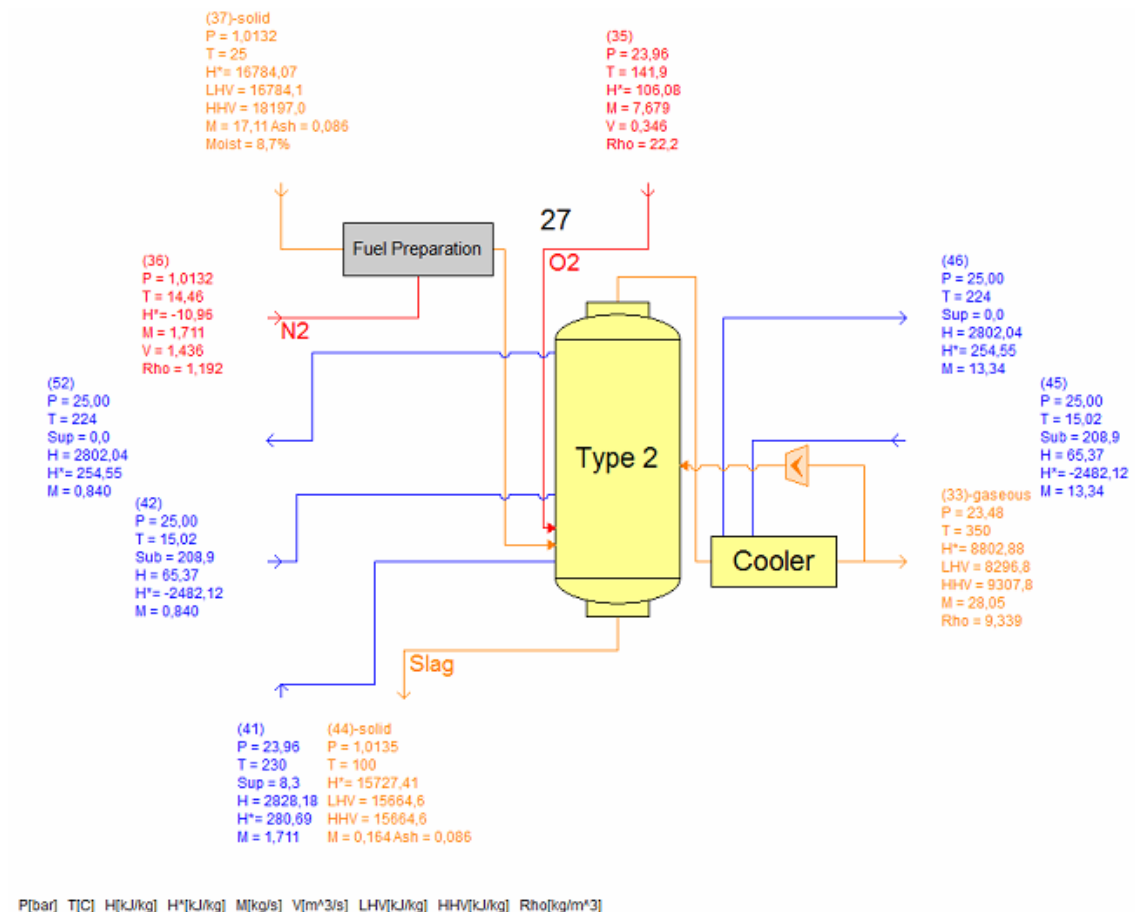


Figura 17. Gasificador.

5.1.3. INTERCAMBIADORES DE CALOR Y LIMPIEZA DEL GAS

Tal y como se ha explicado en el apartado anterior, el calor cedido en el enfriador convectivo es utilizado para recalentar la extracción de baja presión (0,5 bar). Este proceso se realiza en un intercambiador de calor (Figura 18), aumentando su temperatura hasta 198 °C.

Por otra parte, el gas de síntesis pasa por el intercambiador de calor de media presión para enfriarse, recalentando en el proceso parte del vapor del ciclo de vapor a media presión (3,5 bar) hasta 274,9 °C (Figura 19).

Una vez enfriado, el gas de síntesis pasa por el sistema de limpieza (Figura 20).

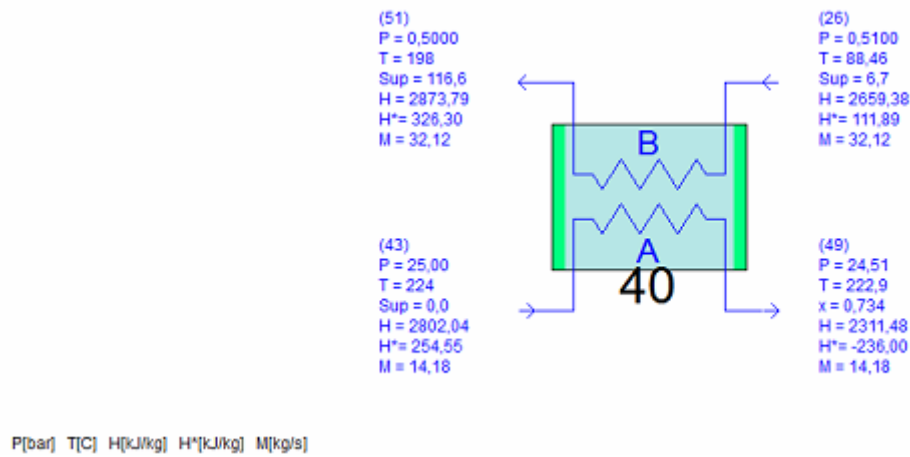


Figura 18. Intercambiador de calor de baja presión.

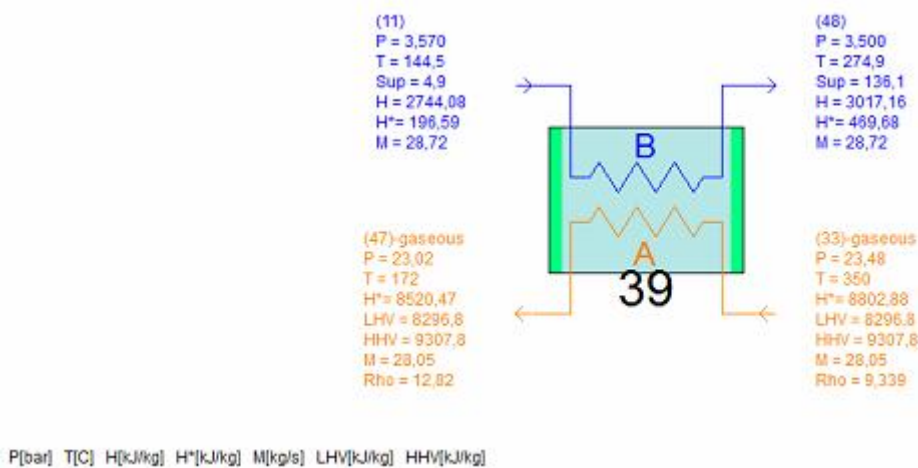


Figura 19. Intercambiador de calor de media presión.

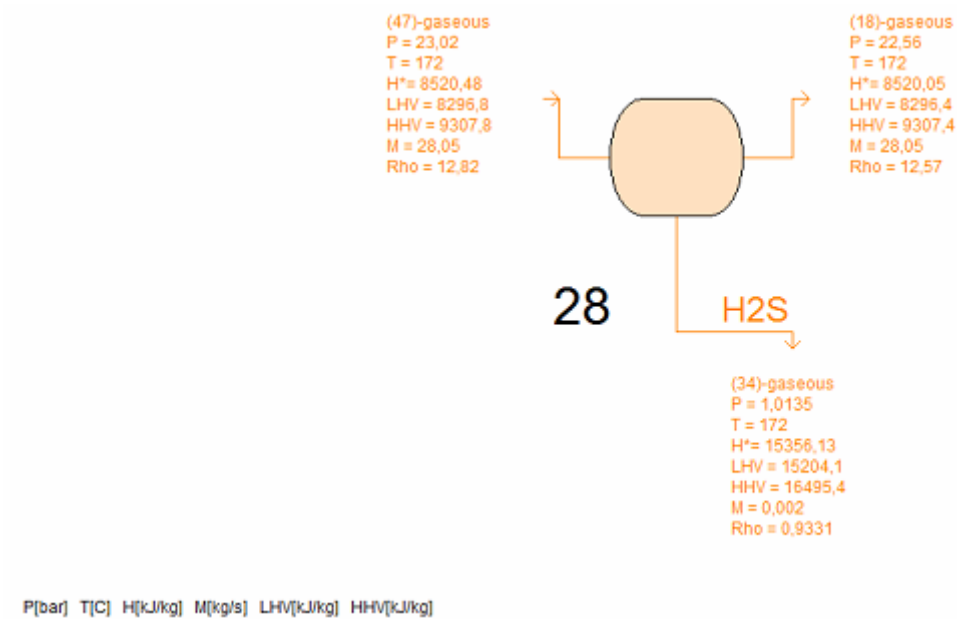


Figura 20. Sistema de limpieza del gas de síntesis.

5.1.4. TURBINA DE GAS

En la turbina de gas, el aire atmosférico se comprime hasta 16,12 bar (Figura 21). Después, el aire entra en la cámara de combustión junto al gas de síntesis (Figura 22), saliendo los gases de combustión a 1200 °C y expandiéndose en la turbina (Figura 23). Para el caso de diseño, la turbina de gas produce una potencia neta de 97468 kW (Figura 24).

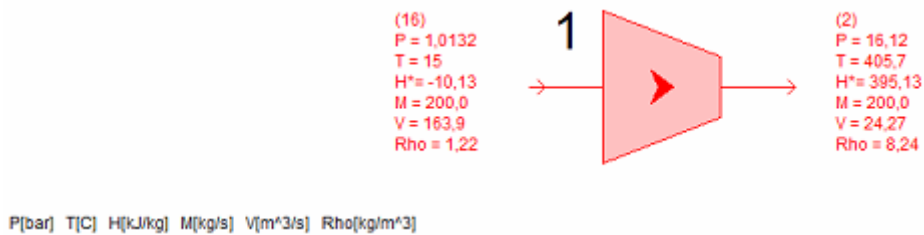


Figura 21. Compresor de la turbina de gas.

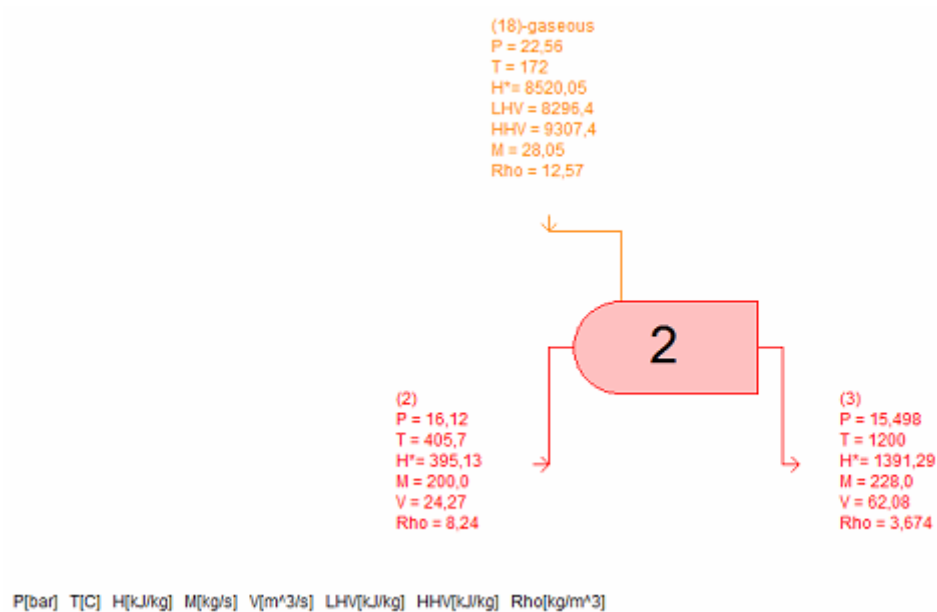


Figura 22. Cámara de combustión de la turbina de gas.

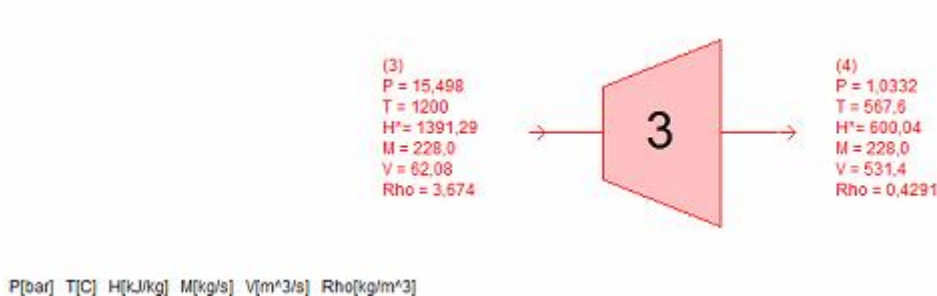


Figura 23. Turbina de gas.

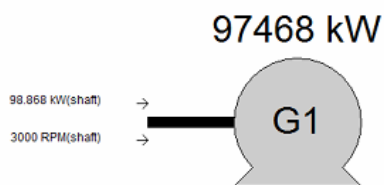


Figura 24. Potencia generada en la turbina de gas.

5.1.5. GENERADOR DE VAPOR DE RECUPERACIÓN DE CALOR

El generador de vapor de recuperación de calor utiliza los gases de escape de la turbina para generar vapor para el ciclo de vapor. En este caso, se puede dividir en dos presiones (alta y media): 100 bar y 3,5 bar. Para las dos presiones, los elementos utilizados son los mismos: un economizador, un evaporador y un recalentador.

La parte de media presión del generador de vapor se sitúa en la zona de menor temperatura de los gases de escape de la turbina de gas. En esta zona, se genera vapor de una de las fracciones de agua que sale del desgasificador, con un flujo másico de 5,986 kg/s. A partir de esta fracción, se obtiene, tras haber pasado por el economizador, evaporador y recalentador, un vapor a 190,6°C (Figura 25, Figura 26 y Figura 27). El diagrama Temperatura – Calor Intercambiado (T-Q) en este proceso puede verse en la Figura 28.

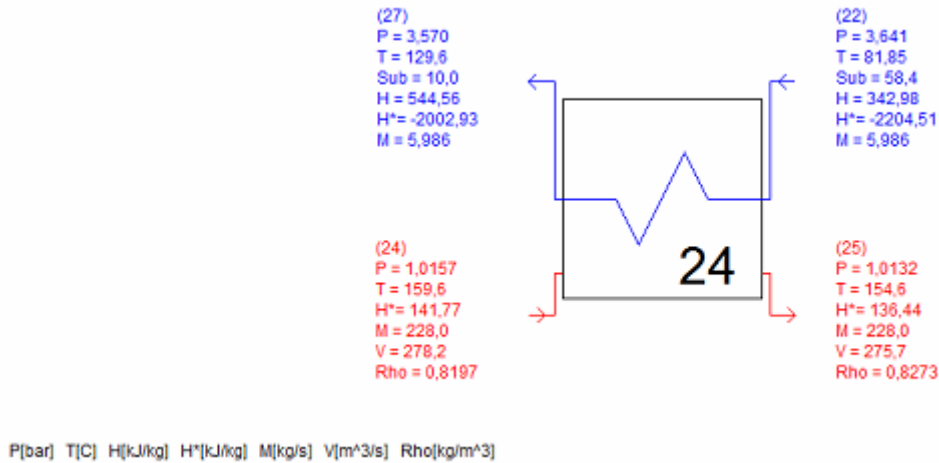


Figura 25. Economizador de media presión.

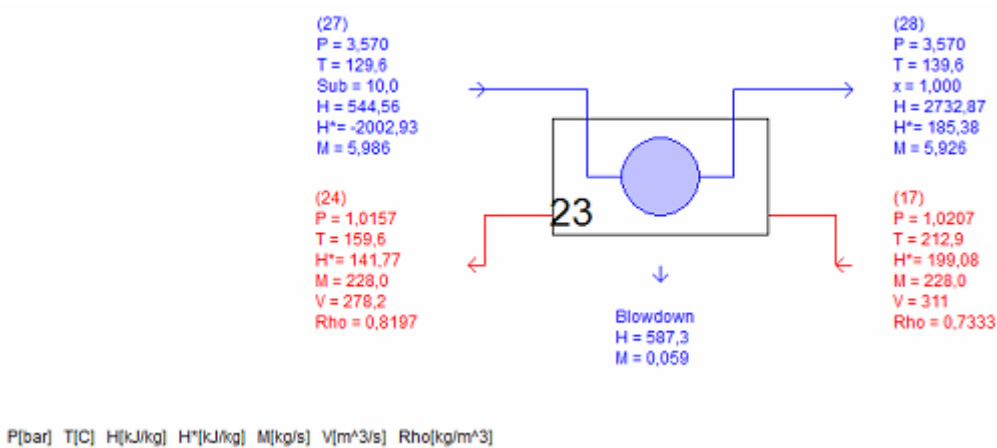


Figura 26. Evaporador de media presión.

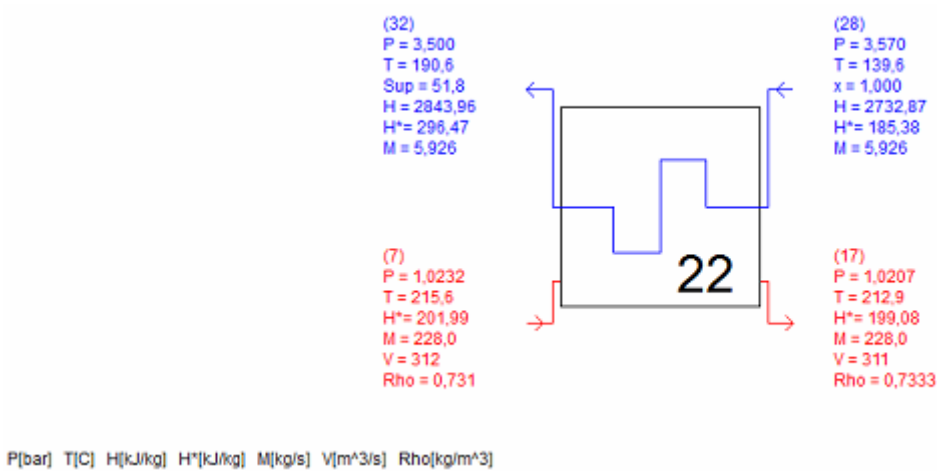


Figura 27. Recalentador de media presión.

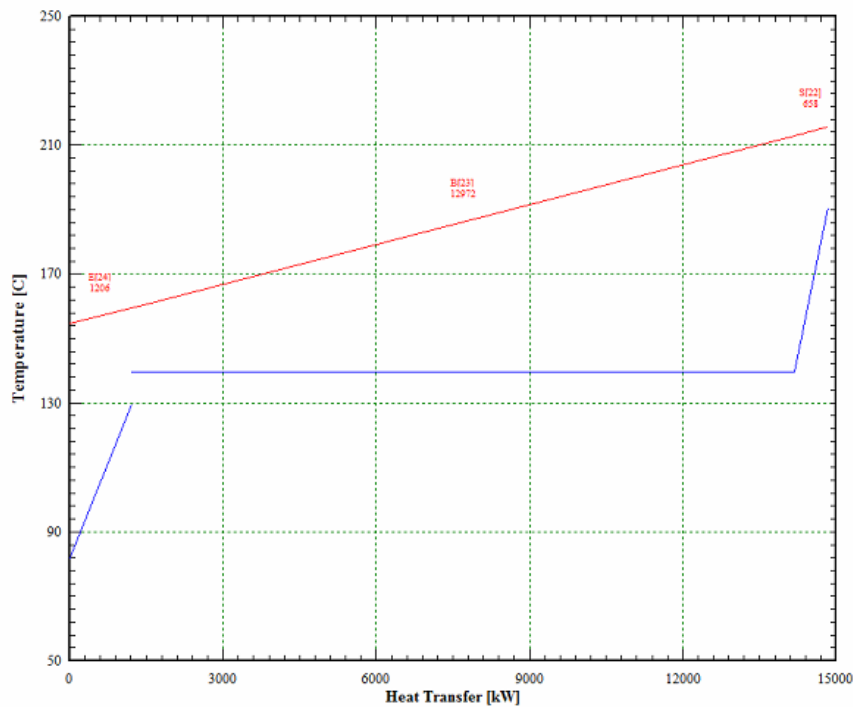


Figura 28. Diagrama T-Q de la parte de Media Presión del Generador de Vapor Recuperador de Calor.

La sección de alta presión del generador de vapor recuperador de calor se sitúa en la zona más cercana a la salida de los gases de la turbina de gas. Por esta zona circulan 29 kg/s de agua/vapor cuya temperatura es elevada hasta 542,6°C para ser conducidos a la turbina de vapor (Figura 29, Figura 30 y Figura 31). El diagrama Temperatura - Calor Intercambiado de esta zona se muestra en la Figura 32.

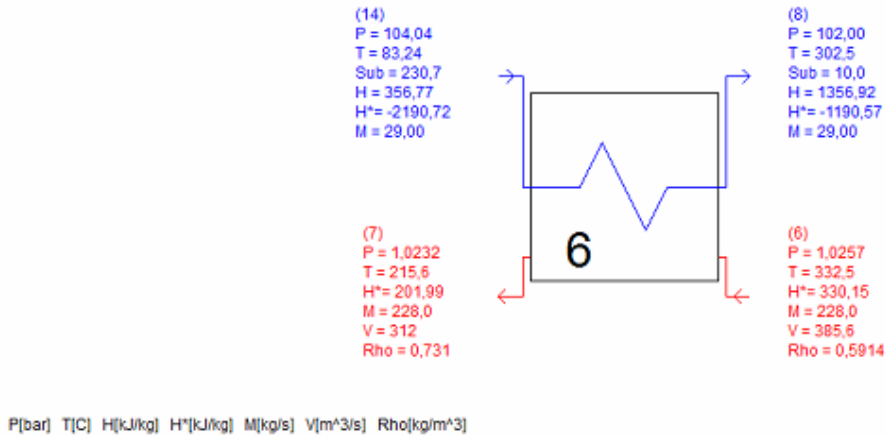


Figura 29. Economizador de alta presión.

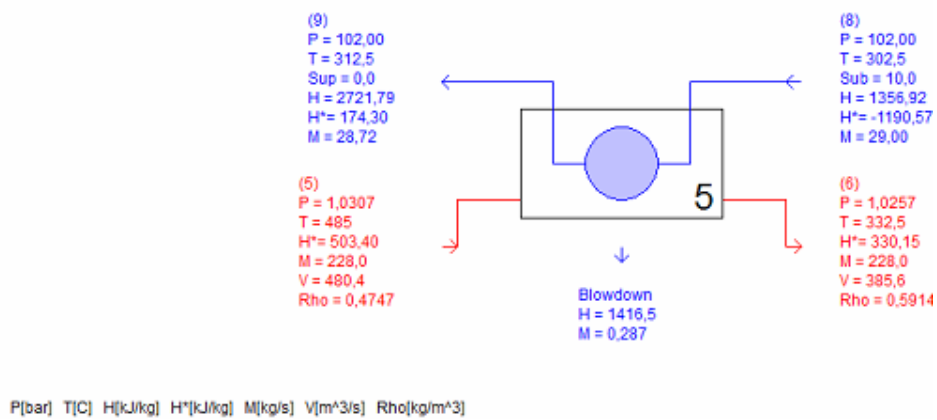


Figura 30. Evaporador de alta presión.

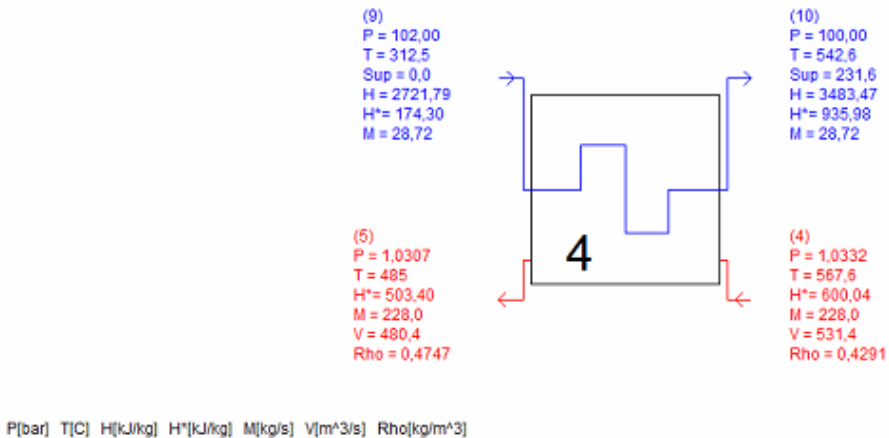


Figura 31. Recalentador de alta presión.

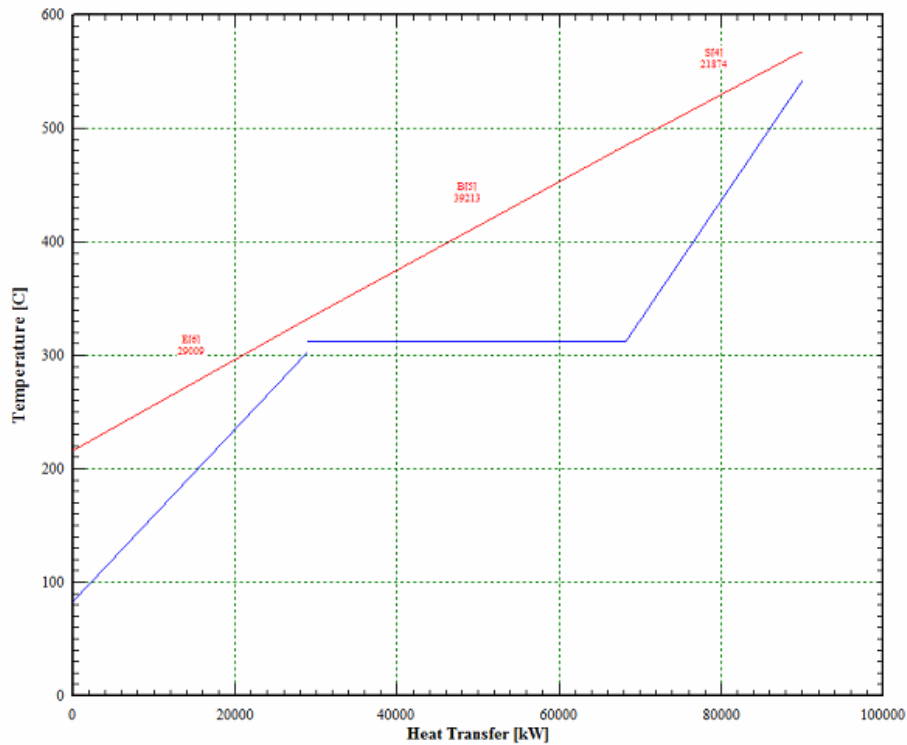


Figura 32. Diagrama T-Q de la zona de alta presión del generador de vapor recuperador de calor.

5.1.6. TURBINA DE VAPOR

La turbina de vapor consta de tres cuerpos con presiones de entrada a 100 bar, 3,5 bar y 0,5 bar y genera una potencia de 41153 kW (Figura 37).

En la Figura 33, se puede observar que el vapor entra a la turbina a 100 bar, expandiéndose hasta 3,57 bar. Después, este vapor se recalienta en el intercambiador de calor que sirve para enfriar el gas de síntesis (Figura 19) para mezclarse más tarde con el vapor de media presión procedente del generador de vapor recalentador de calor (Figura 34). La suma de estas dos corrientes es conducida de nuevo hacia la turbina, donde se expande hasta 0,51 bar (Figura 35).

A 0,51 bar, se realiza una extracción de vapor que se emplea como el vapor de entrada necesario para el desgasificador. El resto del vapor se recalienta en el intercambiador de calor de baja presión (Figura 18) para después volver a entrar a la turbina y ser expandido finalmente hasta 0,07 bar (Figura 36).

El diagrama entalpía-entropía la turbina de vapor se muestra en la Figura 38.

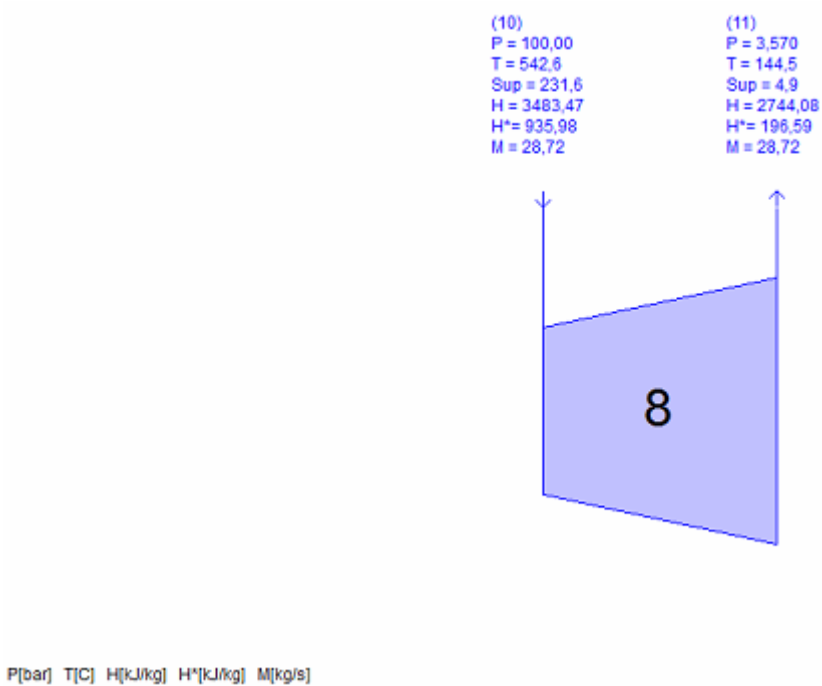


Figura 33. Sección de alta presión de la turbina de vapor.

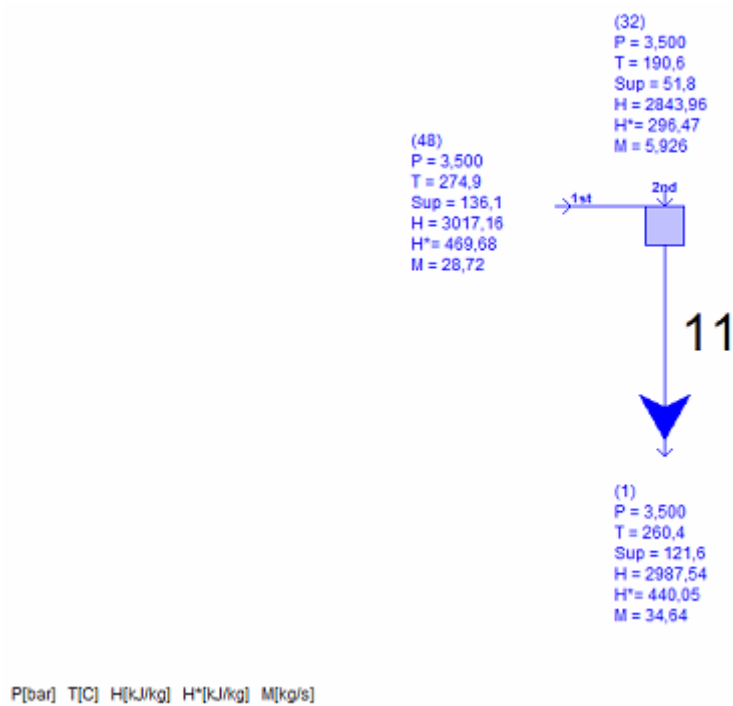


Figura 34. Mezcla de los dos flujos de media presión.

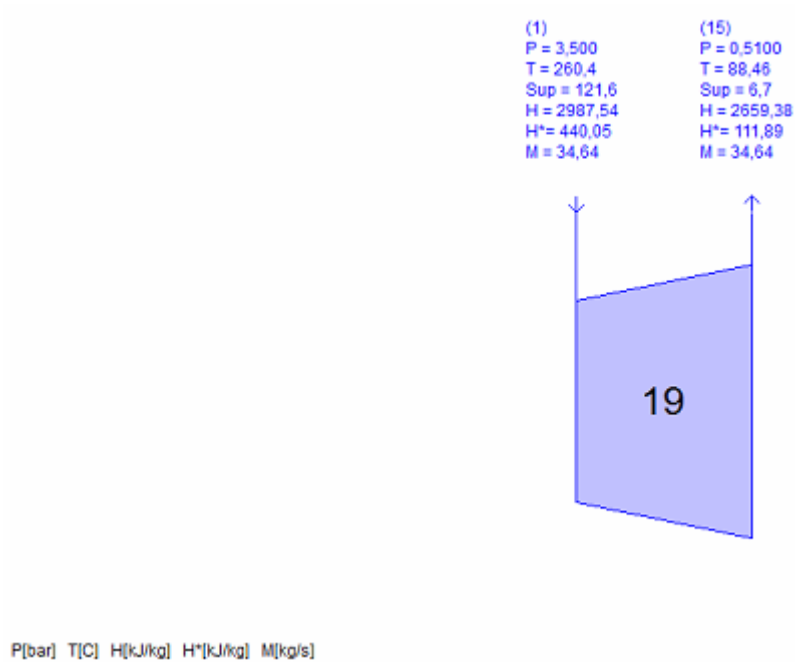


Figura 35. Sección de media presión de la turbina de vapor.

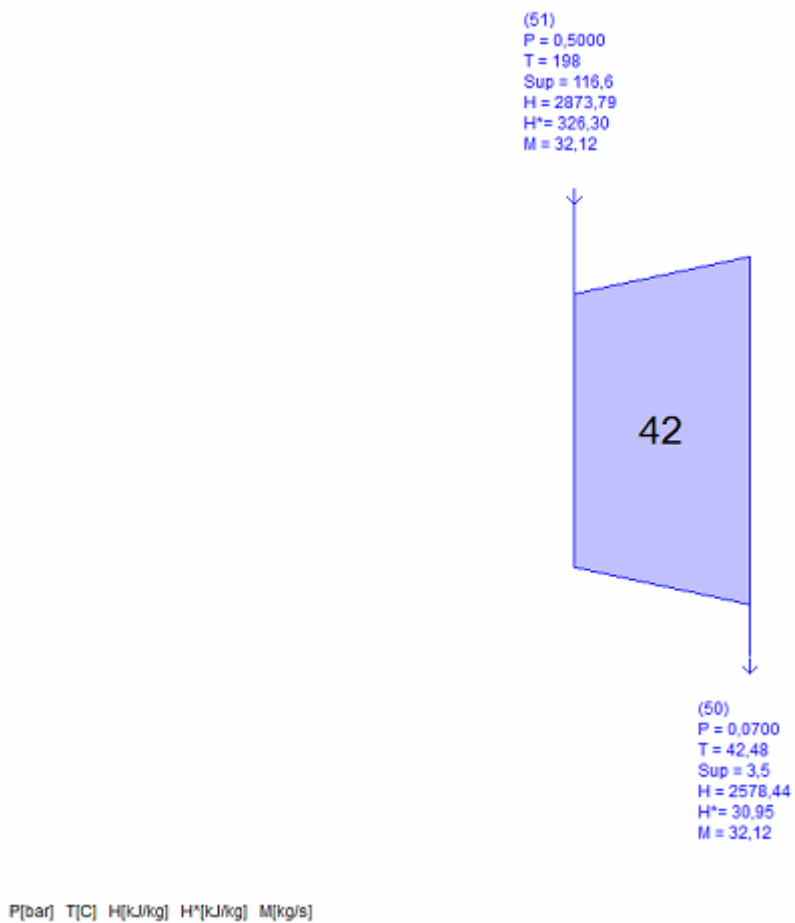


Figura 36. Sección de baja presión de la turbina de vapor.

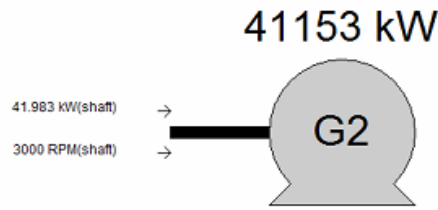


Figura 37. Potencia generada en la turbina de vapor.

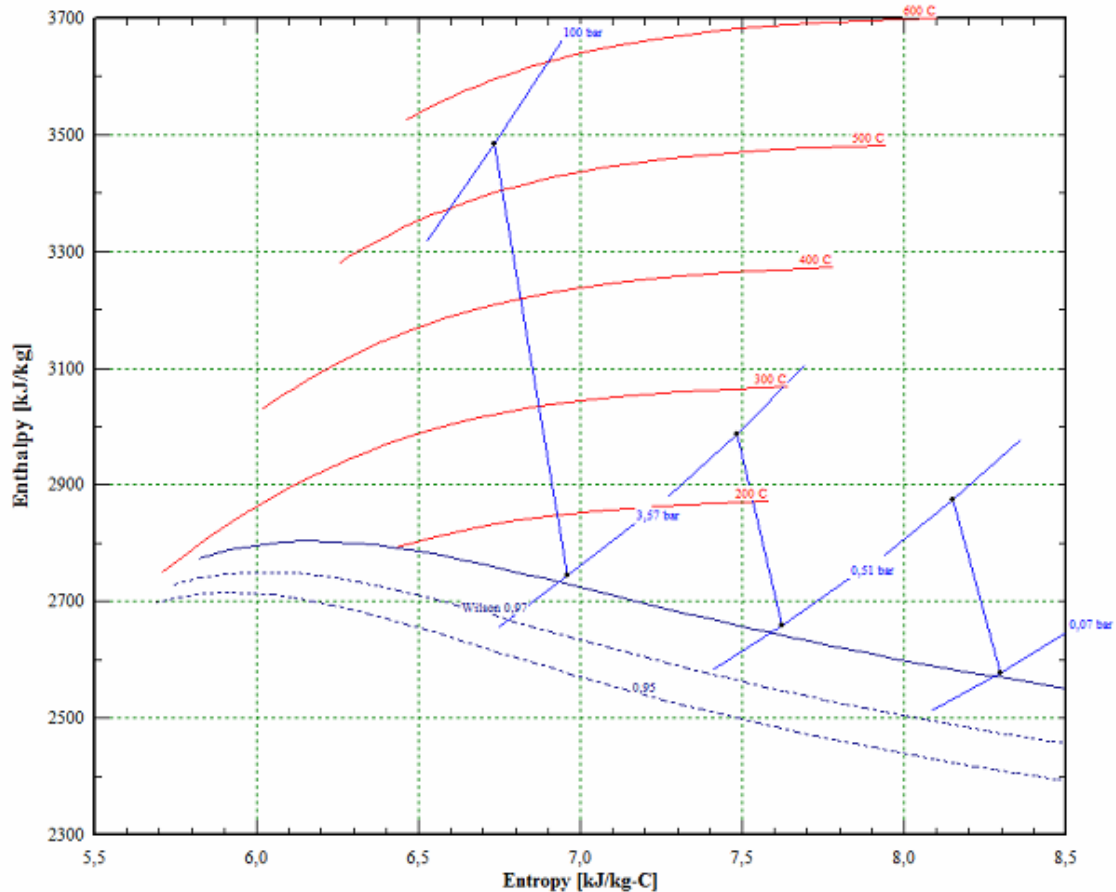
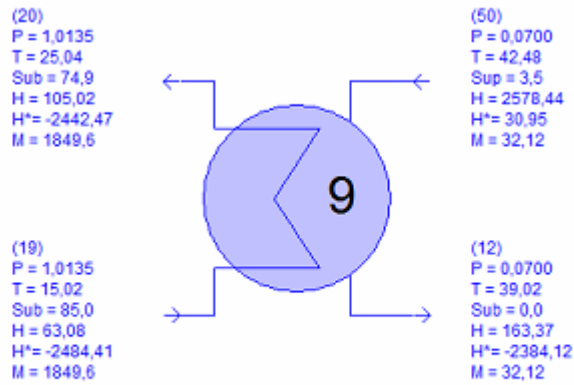


Figura 38. Diagrama Entalpía-Entropía de la turbina de vapor.

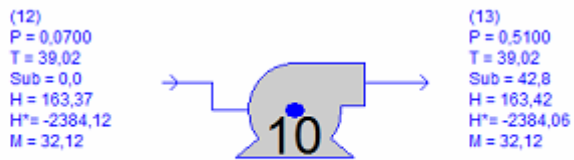
5.1.7. CONDENSADOR Y DESGASIFICADOR

Tras la salida de la turbina, el vapor se dirige hacia un condensador (Figura 39), de donde sale en estado de líquido saturado. A continuación, se bombea (Figura 40) hacia el desgasificador (Figura 41), con el objetivo de eliminar los gases disueltos en el líquido. Del desgasificador se extraen dos fracciones, bombeándose cada una de ellas hacia la parte del generador de vapor regenerador de calor correspondiente (Figura 42 y Figura 43).



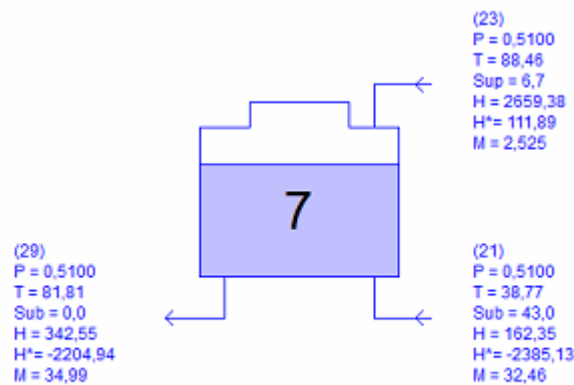
P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]

Figura 39. Condensador a la salida de la turbina.



P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]

Figura 40. Bomba de condensado.



P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]

Figura 41. Degasificador.



P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]

Figura 42. Bomba de media presión.

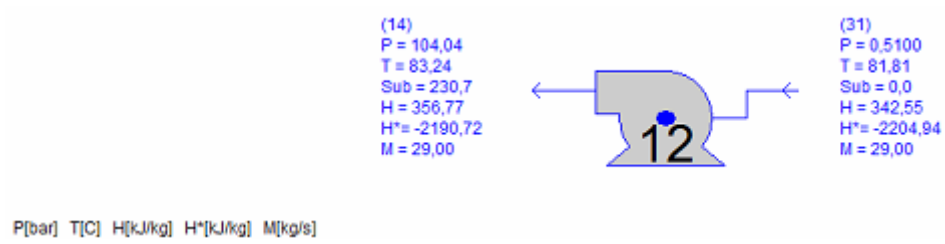


Figura 43. Bomba de alta presión.

5.2. RESULTADOS OBTENIDOS

Se han realizado varias simulaciones modificando el combustible empleado para la gasificación. Los datos característicos de combustible para cada simulación realizada se muestran en el Anexo, así como la composición, poder calorífico y masa molecular media del gas de síntesis obtenido, una vez ha sido acondicionado para su combustión.

Debido al interés que presenta la gasificación para la valorización energética de residuos, las simulaciones realizadas se han centrado en utilizar como alimentación mezclas de la biomasa de diseño con residuos de diferente naturaleza. De esta forma, se pretende analizar cómo afectan estas mezclas al funcionamiento de la planta.

Para todas las simulaciones realizadas se han mantenido constantes los siguientes parámetros:

- Rendimientos y parámetros característicos de los equipos.
- Flujo másico de aire de entrada a la turbina de gas.
- Relación de presiones en la turbina de gas.
- Temperatura de entrada de los humos de combustión a la turbina de gas.
- Presiones de operación en el ciclo de vapor.

Se han simulado un total de 17 casos, de ellos se han extraído los siguientes resultados:

- Rendimiento.
- Potencia neta.
- Emisiones de CO₂.
- Emisiones de SO_x.
- Flujo másico de combustible empleado en la gasificación.
- Flujo másico de oxígeno empleado en la gasificación.
- Flujo másico de vapor de agua empleado en la gasificación.

Todos los casos estudiados utilizan como combustible primario la misma biomasa para la cual se diseñó la planta (pellets de madera). El combustible secundario está formado por residuos de diferente naturaleza y en diferente proporción con respecto a la composición total de la alimentación. En la Tabla 1, se muestran los casos estudiados.

Tabla 1. Casos estudiados.

	Notación del caso	Combustible secundario	% pellets de madera	% combustible secundario
1	PM	N/A	100	0
2	RF.25	Residuos Forestales	75	25
3	RF.50	Residuos Forestales	50	50
4	RF.75	Residuos Forestales	25	75
5	RF.100	Residuos Forestales	0	100
6	RP.25	Residuos de Industria Papelera	75	25
7	RP.50	Residuos de Industria Papelera	50	50
8	RP.75	Residuos de Industria Papelera	25	75
9	RP.100	Residuos de Industria Papelera	0	100
10	RD.25	Lodos Residuales de Depuradora	75	25
11	RD.50	Lodos Residuales de Depuradora	50	50
12	RD.75	Lodos Residuales de Depuradora	25	75
13	RD.100	Lodos Residuales de Depuradora	0	100
14	RSU.25	Residuos Sólidos Urbanos	75	25
15	RSU.50	Residuos Sólidos Urbanos	50	50
16	RSU.75	Residuos Sólidos Urbanos	25	75
17	RSU.100	Residuos Sólidos Urbanos	0	100

El resumen de los resultados obtenidos en los casos estudiados puede verse en la Tabla 2 y la Tabla 3.

Tabla 2. Resumen de resultados obtenidos para los casos estudiados.

	Caso	Rendimiento (%)	Potencia neta (MW)	CO₂ emitido (kg/MWh)	SO_x emitido (kg/MWh)
1	PM	44,41	126	738,10	0,0044
2	RF.25	43,56	132	758,20	0,0104
3	RF.50	42,31	142	787,80	0,0176
4	RF.75	40,66	159	829,20	0,0266
5	RF.100	38,29	196	892,90	0,0390
6	RP.25	43,48	129	763,20	0,0179
7	RP.50	42,00	135	802,80	0,0373
8	RP.75	39,70	145	868,40	0,0679
9	RP.100	35,75	171	994,00	0,1245
10	RD.25	43,94	126	729,30	0,1424
11	RD.50	43,26	126	720,30	0,3033
12	RD.75	42,41	127	709,10	0,4931
13	RD.100	41,33	127	694,50	0,7205

14	RSU.25	43,57	129	749,40	0,0381
15	RSU.50	42,40	134	765,60	0,0771
16	RSU.75	40,91	141	787,10	0,1233
17	RSU.100	38,97	153	815,70	0,1807

Tabla 3. Combustible, oxígeno y vapor de agua necesarios para la gasificación para cada caso.

	Caso	Combustible empleado (kg/s)	Oxígeno empleado (kg/s)	Vapor de agua empleado (kg/s)
1	PM	17,11	7,679	1,711
2	RF.25	20,78	8,677	2,078
3	RF.50	26,73	10,33	2,673
4	RF.75	37,21	13,26	3,721
5	RF.100	60,29	19,7	6,029
6	RP.25	21,08	8,605	2,108
7	RP.50	27,72	10,19	2,772
8	RP.75	40,48	13,24	4,048
9	RP.100	73,56	21,09	7,356
10	RD.25	18,89	8,08	1,889
11	RD.50	21,24	8,645	2,124
12	RD.75	24,27	9,373	2,427
13	RD.100	28,32	10,35	2,832
14	RSU.25	19,82	8,798	1,982
15	RSU.50	23,76	10,43	2,376
16	RSU.75	29,66	12,88	2,966
17	RSU.100	39,25	16,887	3,925

5.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

5.3.1. RENDIMIENTO

Tal y como se aprecia en la Figura 44, el rendimiento disminuye a medida que aumenta el porcentaje de combustible secundario en la mezcla para todos los casos estudiados. Este efecto tiene especial influencia en el caso de la utilización de residuos de la industria papelera en la mezcla y es menos acusado para el caso de residuos de depuradora.

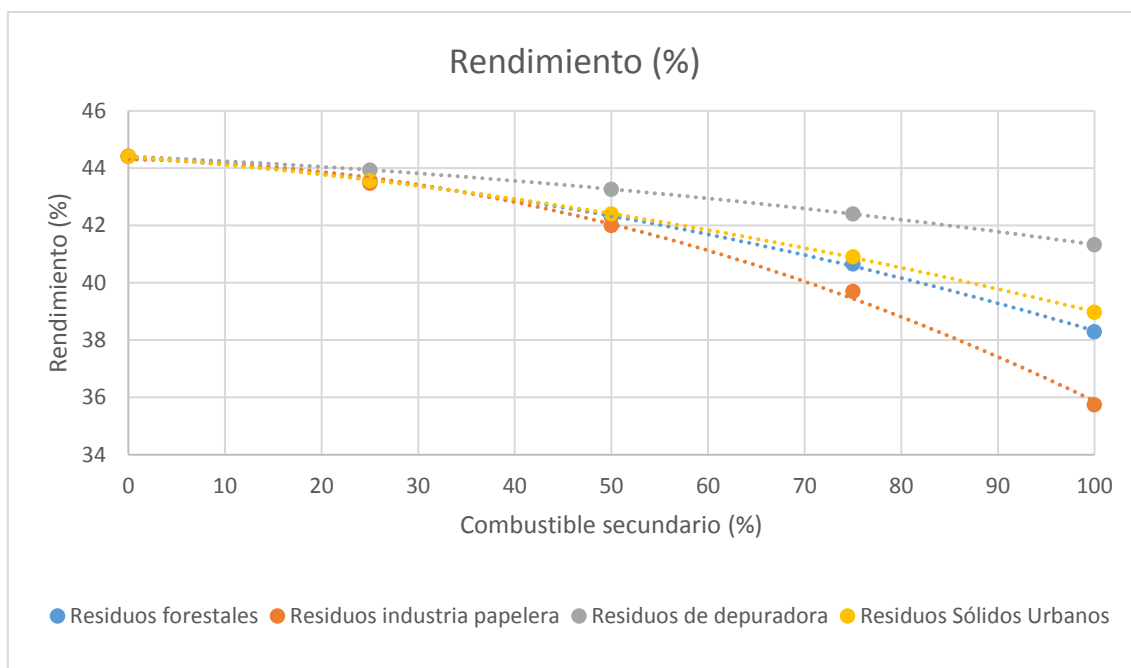


Figura 44. Variación del rendimiento con la composición del combustible de alimentación al gasificador.

La variación del rendimiento puede ser ajustada mediante una curva polinómica de segundo grado. Las ecuaciones obtenidas y los valores de R^2 correspondientes para cada combustible secundario son:

- Residuos forestales:

$$\text{Rendimiento} = -0,0004 \cdot RF^2 - 0,0212 \cdot RF + 44,383$$

$$R^2 = 0,9995$$

- Residuos industria papelera:

$$\text{Rendimiento} = -0,0008 \cdot RP^2 - 0,006 \cdot RP + 44,308$$

$$R^2 = 0,9974$$

- Residuos de depuradora:

$$\text{Rendimiento} = -0,0002 \cdot RD^2 - 0,0149 \cdot RD + 44,409$$

$$R^2 = 1$$

- Residuos sólidos urbanos:

$$\text{Rendimiento} = -0,0003 \cdot RSU^2 - 0,0254 \cdot RSU + 44,4$$

$$R^2 = 0,9999$$

5.3.2. POTENCIA NETA

Como regla general, la potencia neta aumenta a medida que aumenta el porcentaje de combustible secundario (Figura 45). Esta tendencia se agudiza especialmente para el caso de mezclas con residuos forestales. No obstante, para el caso de residuos de depuradora, esta permanece prácticamente constante.

Esta tendencia puede estar relacionada con el hecho de fijar la temperatura de entrada de los gases de combustión a la turbina de gas. Al fijar este parámetro, es necesario emplear un mayor flujo másico con aquellos combustibles que presentan un bajo poder calorífico en comparación con los pellets de madera (Anexo), lo que provoca un aumento de la potencia proporcionada por la turbina de gas.

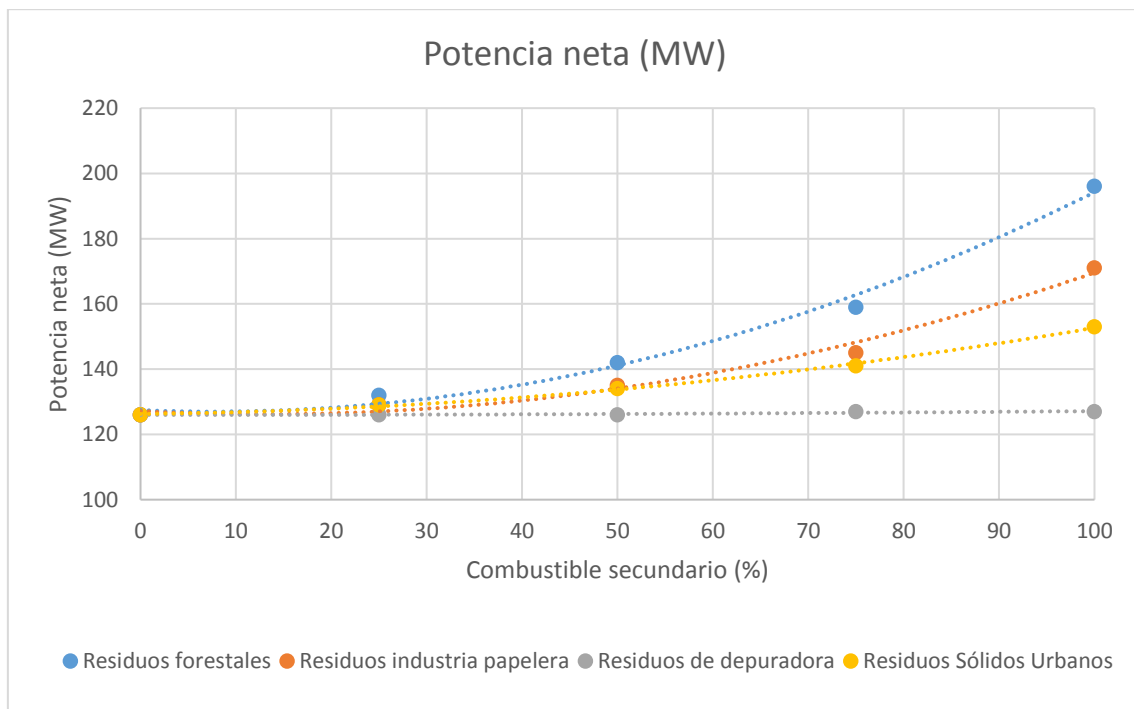


Figura 45. Variación de la potencia neta en función del combustible de alimentación al gasificador.

El aumento de la potencia neta puede ser ajustada mediante las siguientes ecuaciones:

- Residuos forestales:

$$Potencia\ neta = 0,0079 \cdot RF^2 - 0,1206 \cdot RF + 127,46$$

$$R^2 = 0,9914$$

- Residuos industria papelera:

$$Potencia\ neta = 0,0057 \cdot RP^2 - 0,1474 \cdot RP + 127,14$$

$$R^2 = 0,9859$$

- Residuos de depuradora:

$$Potencia\ neta = 0,0001 \cdot RD^2 + 0,0006 \cdot RD + 125,94$$

$$R^2 = 0,8095$$

- Residuos sólidos urbanos:

$$Potencia\ neta = 0,0023 \cdot RSU^2 + 0,0354 \cdot RSU + 126,26$$

$$R^2 = 0,9978$$

5.3.3. EMISIONES DE CO₂

Las emisiones de CO₂ aumentan a medida que aumenta el porcentaje de combustible secundario en la alimentación para todos los casos excepto para la mezcla con residuos de depuradora (Figura 46).

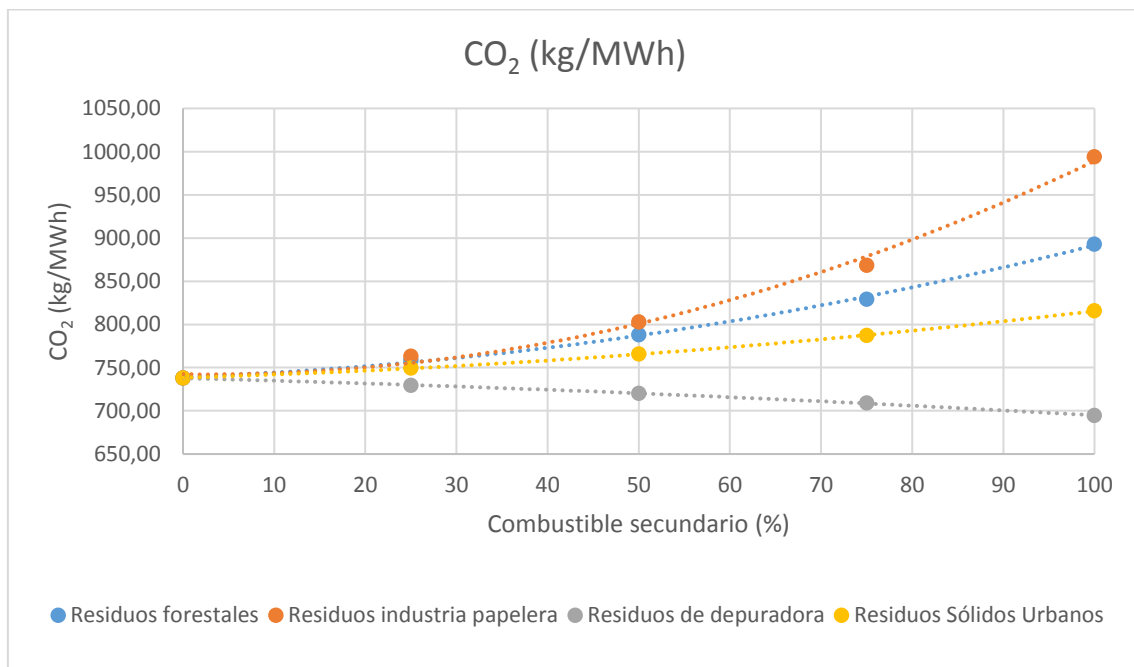


Figura 46. Variación de las emisiones de CO₂ en función del combustible de alimentación al gasificador.

Las ecuaciones que describen las emisiones de CO₂ son:

- Residuos forestales:
 $CO_2 = 0,0113 \cdot RF^2 + 0,391 \cdot RF + 739,26$
 $R^2 = 0,9989$
- Residuos industria papelera:
 $CO_2 = 0,0259 \cdot RP^2 - 0,1263 \cdot RP + 742,33$
 $R^2 = 0,9949$
- Residuos de depuradora:
 $CO_2 = -0,0016 \cdot RD^2 - 0,2719 \cdot RD + 737,77$
 $R^2 = 0,9991$
- Residuos sólidos urbanos:
 $CO_2 = 0,0046 \cdot RSU^2 + 0,3156 \cdot RSU + 738,3$
 $R^2 = 0,9999$

5.3.4. EMISIONES DE SO_x

Las emisiones de SO_x aumentan a medida que aumenta el porcentaje de combustible secundario empleado. Estas son especialmente importantes en el caso de utilización de lodos residuales de depuradora, llegando a tener un valor más de cien veces superior al caso de diseño (Figura 47). Las altas emisiones de SO_x en los residuos de depuradora son debidas al alto contenido de azufre de los mismos, cuyo valor llega a alcanzar 1,188% en peso (Tabla 28).

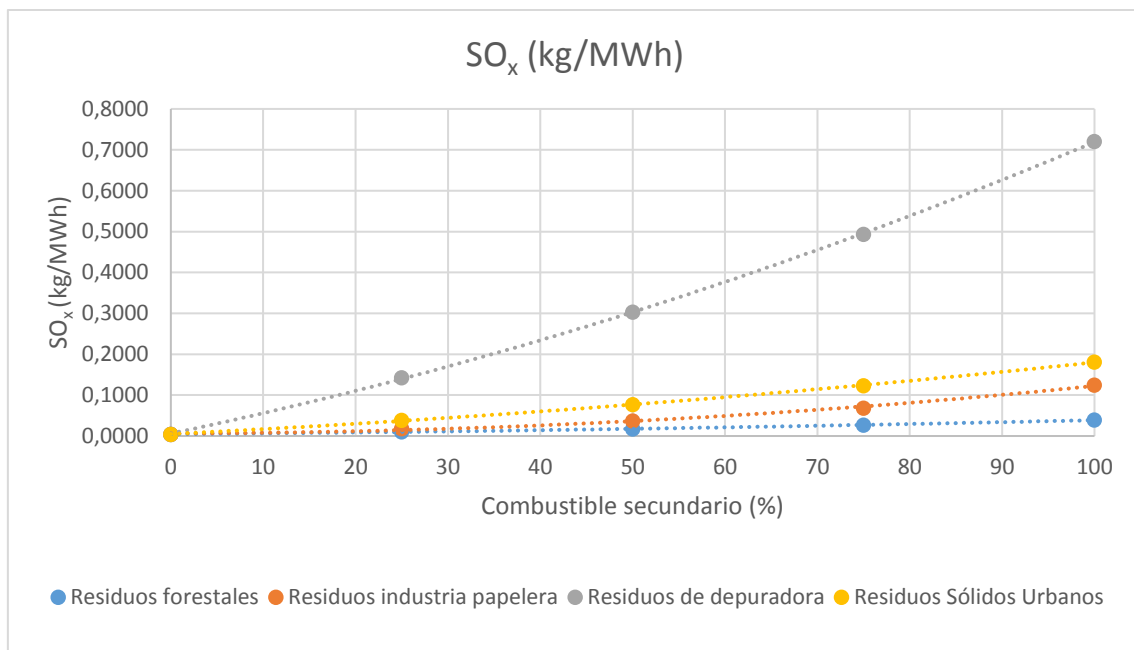


Figura 47. Variación de las emisiones de SO_x en función del combustible de alimentación al gasificador.

Las ecuaciones que definen el comportamiento con respecto a las emisiones de SO_x son:

- Residuos forestales:

$$SO_x = 2 \cdot 10^{-6} \cdot RF^2 + 0,0002 \cdot RF + 0,0046$$

$$R^2 = 0,9993$$

- Residuos industria papelera:

$$SO_x = 1 \cdot 10^{-5} \cdot RP^2 + 5 \cdot 10^{-5} \cdot RP + 0,0063$$

$$R^2 = 0,9954$$

- Residuos de depuradora:

$$SO_x = 2 \cdot 10^{-5} \cdot RD^2 + 0,0048 \cdot RD + 0,0058$$

$$R^2 = 0,9999$$

- Residuos sólidos urbanos:

$$SO_x = 6 \cdot 10^{-6} \cdot RSU^2 + 0,0011 \cdot RSU + 0,005$$

$$R^2 = 0,9998$$

5.3.5. CONSUMOS DE COMBUSTIBLE, OXÍGENO Y VAPOR

Los consumos de combustible, oxígeno y vapor de agua necesarios varían de forma contraria al rendimiento. Siendo mayores cuanto menor es el rendimiento de la planta (Figura 48, Figura 49 y Figura 50). Tal y como se comentó anteriormente, cuanto menor es el poder calorífico del combustible que alimenta al gasificador, mayores tienen que ser los flujos máxicos de este y de los agentes gasificantes (oxígeno y vapor de agua) para mantener la misma temperatura de entrada a la turbina de gas.

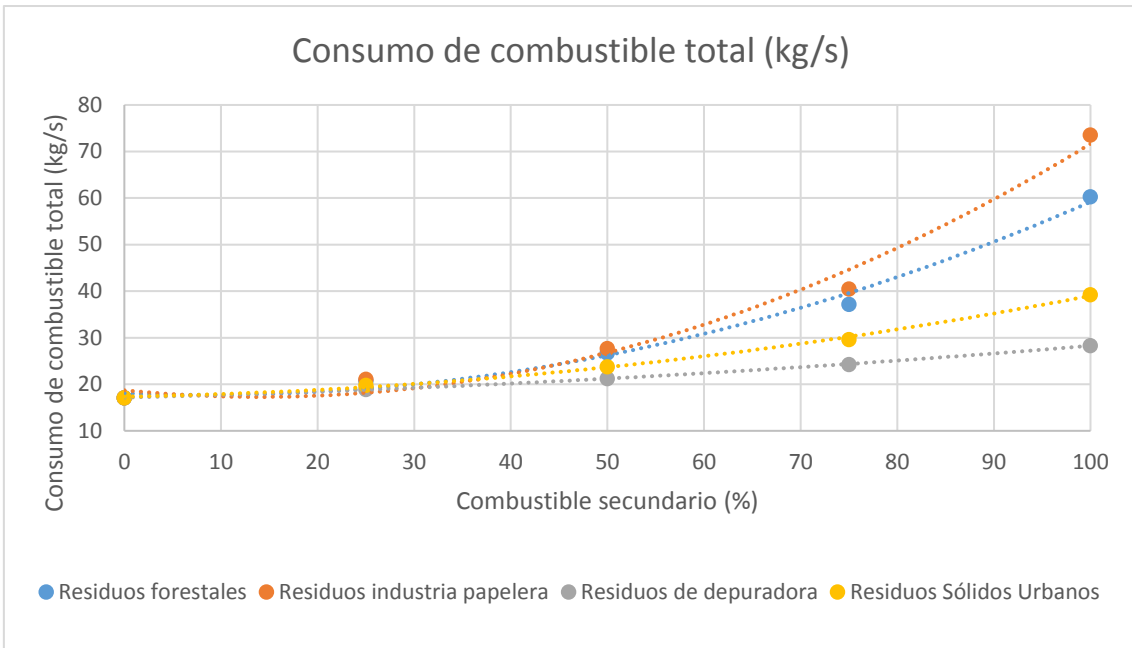


Figura 48. Variación del consumo de combustible en función de su composición.

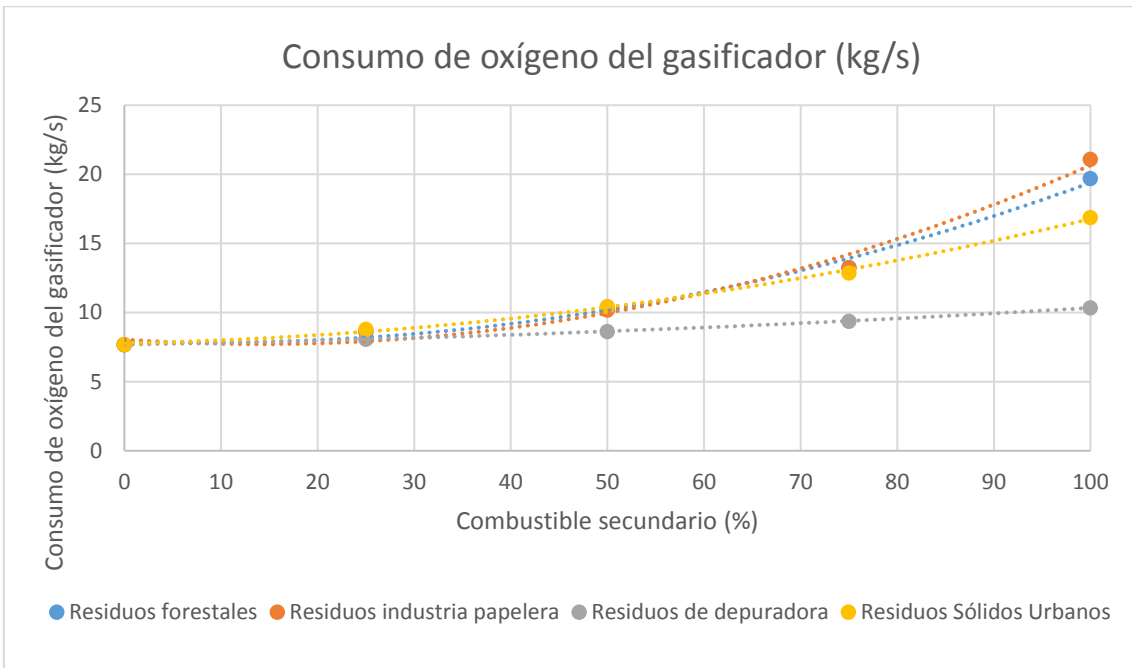


Figura 49. Variación del consumo de oxígeno en función de la composición del combustible.

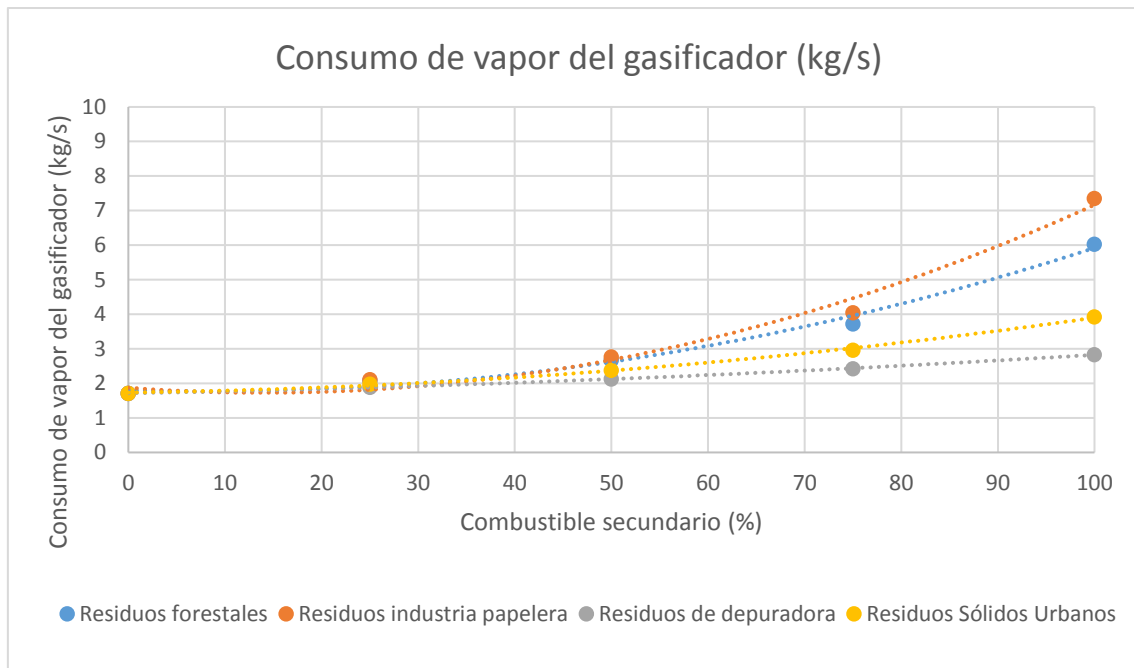


Figura 50. Variación del consumo de vapor de agua en función de la composición del combustible.

Los consumos de combustible, oxígeno y vapor de agua para una determinada composición del combustible pueden calcularse mediante las siguientes expresiones:

- **Residuos forestales:**

$$\text{Combustible} = 0,005 \cdot RF^2 - 0,0843 \cdot RF + 18,059$$

$$R^2 = 0,9907$$

$$\text{Oxígeno} = 0,0014 \cdot RF^2 - 0,0245 \cdot RF + 7,9415$$

$$R^2 = 0,9909$$

$$\text{Vapor de agua} = 0,0005 \cdot RF^2 - 0,0084 \cdot RF + 1,8059$$

$$R^2 = 0,9907$$

- **Residuos industria papelera:**

$$\text{Combustible} = 0,0074 \cdot RP^2 - 0,2061 \cdot RP + 18,721$$

$$R^2 = 0,9842$$

$$\text{Oxígeno} = 0,0018 \cdot RP^2 - 0,0492 \cdot RP + 8,057$$

$$R^2 = 0,9846$$

$$\text{Vapor de agua} = 0,0007 \cdot RP^2 - 0,0206 \cdot RP + 1,8721$$

$$R^2 = 0,9842$$

- **Residuos de depuradora:**

$$\text{Combustible} = 0,0006 \cdot RD^2 + 0,0515 \cdot RD + 17,152$$

$$R^2 = 0,9997$$

$$\text{Oxígeno} = 0,0002 \cdot RD^2 + 0,0115 \cdot RD + 7,6863$$

$$R^2 = 0,9998$$

$$\text{Vapor de agua} = 6 \cdot 10^{-5} \cdot RD^2 + 0,0052 \cdot RD + 1,7152$$

$$R^2 = 0,9997$$

▪ Residuos sólidos urbanos:

$$\text{Combustible} = 0,0018 \cdot RSU^2 + 0,0368 \cdot RSU + 17,342$$

$$R^2 = 0,998$$

$$\text{Oxígeno} = 0,0008 \cdot RSU^2 + 0,0146 \cdot RSU + 7,7772$$

$$R^2 = 0,9979$$

$$\text{Vapor de agua} = 0,0002 \cdot RSU^2 + 0,0037 \cdot RSU + 1,7342$$

$$R^2 = 0,998$$

6. Conclusiones

En este Trabajo Fin de Máster se ha presentado una revisión de la tecnología de la gasificación, centrándose en el aprovechamiento de la misma para la producción de energía eléctrica.

Se ha realizado el diseño termodinámico y simulado el funcionamiento de una planta teórica de gasificación integrada en ciclo combinado que utiliza biomasa como materia prima, alcanzando un rendimiento del 44,14 % y una potencia de 126 MW cuando el combustible empleado son pellets de madera.

Tras el estudio del comportamiento frente a la modificación del combustible empleado, se deduce que ninguna de las mezclas estudiadas es especialmente favorable desde el punto de vista de la operación óptima de la planta, ya que ninguna de las mismas mejora el funcionamiento respecto al combustible de diseño. Todas ellas reducen el rendimiento, aumentan el consumo de combustible, oxígeno y vapor y aumentan la producción de SO_x . Debido a esto, la mejor opción para el funcionamiento de esta planta es la utilización de la pellets de madera como combustible exclusivo.

La alimentación que se realiza con mezclas de residuos sólidos urbanos parece ser la mezcla que mejores resultados produce, no variando en gran medida los parámetros de la planta.

La mezcla con lodos residuales de depuradora también puede ser interesante, ya que tampoco varía en gran medida los parámetros de la planta y además reduce las emisiones de CO_2 . No obstante, las emisiones de SO_x se disparan con esta mezcla, aunque esto se podría disminuir mediante la introducción en planta de un sistema de limpieza específico, que permita una desulfuración más completa. Además, debe tenerse en cuenta que, la cada vez más restrictiva legislación medioambiental, obliga a buscar una solución apropiada para la eliminación de los lodos de depuradora de aguas residuales urbanas, cuya producción es cada vez más elevada. Debido a la presencia de componentes patógenos y tóxicos en dichos residuos, la gasificación de los mismos se plantea como una opción muy interesante para su eliminación y valorización energética.

En general, las mezclas con residuos de la industria papelera y con residuos forestales son las que peores resultados proporcionan. Estas mezclas reducen el rendimiento de la planta en gran medida y aumentan de forma considerable las emisiones de CO_2 .

No obstante, y aunque a nivel de funcionamiento de la planta las mezclas no supongan mejoras, a nivel económico puede ser interesante utilizar las mezclas evaluadas con el fin de abaratar los costes de combustible.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que el mayor beneficio obtenido es debido a la valorización energética de los residuos, convirtiéndolos en recurso y evitando tener que emplear recursos nuevos para obtener la misma energía.

Como resumen, la gasificación integrada en ciclo combinado parece ser una tecnología de gran utilidad y apropiada para dar solución parcial a uno de los mayores problemas a los que se enfrenta la sociedad actual y futura: la seguridad en el abastecimiento energético y la gestión del aumento de los residuos generados.

7. Referencias

7.1. SOFTWARE EMPLEADO

THERMOFLEX, Versión 26. (2017). Fully-flexible heat balance engineering software. 2 Willow Street, Suite 100, Southborough, MA 01745, USA: THERMOFLOW.

7.2. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ahmad, A. A., Zawawi, N. A., Kasim, F. H., Inayat, A., & Khasri, A. (2016). Assessing the gasification performance of biomass: A review on biomass gasification process conditions, optimization and economic evaluation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(53), 1333-1347.

Baruah, D., & Baruah, D. (2014). Modeling of biomass gasification: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(39), 806-815.

Basu, P. (2010). *Biomass Gasification and Pyrolysis - Practical Design*. Elsevier Inc.

BESEL, S.A. (Departamento de Energía). (2007). *Biomasa: Gasificación*. Madrid: IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

Elias Castells , X. (2005). *Tratamiento y Valorización Energética de Residuos*. Ediciones Díaz de Santos.

GASIFICATION & SYNGAS TECHNOLOGIES COUNCIL. (2016). *GSTC*. Obtenido de <http://www.gasification-syngas.org/resources/the-gasification-industry/>

Heidenreich, S., & Foscolo, P. (2015). New concepts in biomass gasification. *Progress in Energy and Combustion Science*(46), 72-95.

Kehlhofer, R. (1951). *Combined-Cycle, Gas & Steam Turbine Power Plants*. Prentice-Hall.

Mahinpey, N., & Gomez, A. (2016). Review of gasification fundamentals and new findings: Reactors, feedstock and kinetic studies. *Chemical Engineering Science*(148), 14-31.

Renove Tecnología S.L. (2014). *Centrales Térmicas de Ciclo Combinado*. Obtenido de <http://cicloscombinados.com/>

Solar Energy Research Institute. (1998). *Handbook of Biomass Downdraft Gasifier Engine Systems*. Colorado: Solar Energy Research Institute.

ANEXOS

Caso 1: PM

Tabla 4. Caso 1: PM. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	18197	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	16784	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	8,7	%
Cenizas	0,5	%
Carbono	45,8	%
Hidrógeno	5,5	%
Nitrógeno	0,08	%
Cloro	0,01	%
Azufre	0,01	%
Oxígeno	39,4	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	8,7	%
Cenizas	0,5	%
Volátiles	74,4	%
Carbono fijo	16,4	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,686	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,57	kJ/kg-C
Densidad	640,7	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	24,1	%
Al ₂ O ₃	4,22	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	3,46	%

CaO	37,95	%
MgO	8,28	%
Na ₂ O	1,66	%
K ₂ O	15,81	%
P ₂ O ₅	4,52	%
SO ₃	0	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 5. Caso 1: PM. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	28,41	%
Vapor de agua	H ₂ O	18,81	%
Nitrógeno	N ₂	5,024	%
Monóxido de carbono	CO	35,9	%
Dióxido de carbono	CO ₂	11,51	%
Metano	CH ₄	0,0704	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0002	%
Argón	Ar	0,2759	%
PCI		8296	kJ/kg
PCS		9307	kJ/kg
Peso molecular		20,61	

Caso 2: RF.25

Tabla 6. Caso 2: RF.25. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	16223	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	14736	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	18,75	%
Cenizas	0,8825	%
Carbono	40,77	%
Hidrógeno	4,712	%
Nitrógeno	0,1925	%
Cloro	0,0125	%
Azúfre	0,0225	%
Oxígeno	34,65	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	18,75	%
Cenizas	0,8825	%
Volátiles	66,32	%
Carbono fijo	14,04	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,686	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,568	kJ/kg-C
Densidad	544,6	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	20,47	%
Al ₂ O ₃	3,835	%
TiO ₂	0,2875	%
Fe ₂ O ₃	2,379	

CaO	42,27	%
MgO	7,82	%
Na ₂ O	1,93	%
K ₂ O	11,62	%
P ₂ O ₅	6,199	%
SO ₃	1,599	%
Otros	1,599	%
Total	100	%

Tabla 7. Caso 2: RF.25. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	26,67	%
Vapor de agua	H ₂ O	24,27	%
Nitrógeno	N ₂	5,19	%
Monóxido de carbono	CO	30,24	%
Dióxido de carbono	CO ₂	13,32	%
Metano	CH ₄	0,0381	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0003	%
Argón	Ar	0,2655	%
PCI		7233	kJ/kg
PCS		8311	kJ/kg
Peso molecular		20,81	

Caso 3: RF.50

Tabla 8. Caso 3: RF.50. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	14249	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	12689	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	28,8	%
Cenizas	1,265	%
Carbono	35,74	%
Hidrógeno	3,925	%
Nitrógeno	0,305	%
Cloro	0,015	%
Azúfre	0,035	%
Oxígeno	29,9	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	28,8	%
Cenizas	1,265	%
Volátiles	58,25	%
Carbono fijo	11,68	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,687	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,566	kJ/kg-C
Densidad	448,5	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	19,03	%
Al ₂ O ₃	3,682	%
TiO ₂	0,4012	%
Fe ₂ O ₃	1,952	

CaO	43,98	%
MgO	7,638	%
Na ₂ O	2,037	%
K ₂ O	9,961	%
P ₂ O ₅	6,863	%
SO ₃	2,231	%
Otros	2,231	%
Total	100	%

Tabla 9. Caso 3: RF.50. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	24,38	%
Vapor de agua	H ₂ O	30,51	%
Nitrógeno	N ₂	5,368	%
Monóxido de carbono	CO	24,57	%
Dióxido de carbono	CO ₂	14,89	%
Metano	CH ₄	0,0188	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0001	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0005	%
Argón	Ar	0,2548	%
PCI		6122	kJ/kg
PCS		7271	kJ/kg
Peso molecular		21,03	

Caso 4: RF.75

Tabla 10. Caso 4: RF.75. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	12275	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	10641	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	38,86	%
Cenizas	1,648	%
Carbono	30,72	%
Hidrógeno	3,137	%
Nitrógeno	0,4175	%
Cloro	0,0175	%
Azúfre	0,0475	%
Oxígeno	25,16	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	38,86	%
Cenizas	1,648	%
Volátiles	50,18	%
Carbono fijo	9,32	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,688	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,563	kJ/kg-C
Densidad	352,4	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	18,26	%
Al ₂ O ₃	3,601	%
TiO ₂	0,4621	%
Fe ₂ O ₃	1,723	%

CaO	44,83	%
MgO	7,541	%
Na ₂ O	2,094	%
K ₂ O	9,073	%
P ₂ O ₅	7,218	%
SO ₃	2,569	%
Otros	2,569	%
Total	100	%

Tabla 11. Caso 4: RF.75. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	21,43	%
Vapor de agua	H ₂ O	37,68	%
Nitrógeno	N ₂	5,561	%
Monóxido de carbono	CO	18,95	%
Dióxido de carbono	CO ₂	16,13	%
Metano	CH ₄	0,008	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0002	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0006	%
Argón	Ar	0,2438	%
PCI		4961	kJ/kg
PCS		6184	kJ/kg
Peso molecular		21,28	

Caso 5: RF.100

Tabla 12. Caso 5: RF.100. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	10301	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	8594	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	48,91	%
Cenizas	2,03	%
Carbono	25,69	%
Hidrógeno	2,35	%
Nitrógeno	0,53	%
Cloro	0,02	%
Azúfre	0,06	%
Oxígeno	20,41	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	48,91	%
Cenizas	2,03	%
Volátiles	42,1	%
Carbono fijo	6,96	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,69	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,56	kJ/kg-C
Densidad	256,3	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	17,78	%
Al ₂ O ₃	3,55	%
TiO ₂	0,5	%
Fe ₂ O ₃	1,58	%

CaO	45,45	%
MgO	7,48	%
Na ₂ O	2,13	%
K ₂ O	8,52	%
P ₂ O ₅	7,44	%
SO ₃	2,78	%
Otros	2,78	%
Total	100	%

Tabla 13. Caso 5: RF.100. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	17,66	%
Vapor de agua	H ₂ O	45,95	%
Nitrógeno	N ₂	5,769	%
Monóxido de carbono	CO	13,44	%
Dióxido de carbono	CO ₂	16,94	%
Metano	CH ₄	0,0026	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0003	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0006	%
Argón	Ar	0,2326	%
PCI		3749	kJ/kg
PCS		5047	kJ/kg
Peso molecular		21,56	

Caso 6: RP.25

Tabla 14. Caso 6: RP.25. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	15503	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	14234	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	9,275	%
Cenizas	10,58	%
Carbono	39,6	%
Hidrógeno	4,8	%
Nitrógeno	0,22	%
Cloro	0,0325	%
Azúfre	0,035	%
Oxígeno	35,46	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	9,275	%
Cenizas	10,58	%
Volátiles	66,62	%
Carbono fijo	13,52	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,593	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,417	kJ/kg-C
Densidad	570,7	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	34,61	%
Al ₂ O ₃	23,01	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	1,859	%

CaO	37,52	%
MgO	2,03	%
Na ₂ O	0,0589	%
K ₂ O	0,5606	%
P ₂ O ₅	0,1603	%
SO ₃	0,1929	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 15. Caso 6: RP.25. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	26,66	%
Vapor de agua	H ₂ O	21,65	%
Nitrógeno	N ₂	5,611	%
Monóxido de carbono	CO	32,84	%
Dióxido de carbono	CO ₂	12,91	%
Metano	CH ₄	0,0463	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0001	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0006	%
Argón	Ar	0,281	%
PCI		7515	kJ/kg
PCS		8529	kJ/kg
Peso molecular		21,01	

Caso 7: RP.50

Tabla 16. Caso 7: RP.50. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	12818	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	11683	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	9,85	%
Cenizas	20,65	%
Carbono	33,41	%
Hidrógeno	4,1	%
Nitrógeno	0,36	%
Cloro	0,055	%
Azúfre	0,06	%
Oxígeno	31,52	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	9,85	%
Cenizas	20,65	%
Volátiles	58,85	%
Carbono fijo	10,65	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,499	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,251	kJ/kg-C
Densidad	500,6	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	34,87	%
Al ₂ O ₃	23,45	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	1,82	%

CaO	37,51	%
MgO	1,878	%
Na ₂ O	0,0201	%
K ₂ O	0,1914	%
P ₂ O ₅	0,0547	%
SO ₃	0,1976	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 17. Caso 7: RP.50. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	24,36	%
Vapor de agua	H ₂ O	25,31	%
Nitrógeno	N ₂	6,352	%
Monóxido de carbono	CO	29,05	%
Dióxido de carbono	CO ₂	14,62	%
Metano	CH ₄	0,0267	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0003	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0011	%
Argón	Ar	0,2876	%
PCI		6573	kJ/kg
PCS		7590	kJ/kg
Peso molecular		21,52	

Caso 8: RP.75

Tabla 18. Caso 8: RP.75. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	10129	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	9133	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	10,42	%
Cenizas	30,72	%
Carbono	27,22	%
Hidrógeno	3,4	%
Nitrógeno	0,5	%
Cloro	0,0775	%
Azúfre	0,085	%
Oxígeno	27,57	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	10,42	%
Cenizas	30,72	%
Volátiles	51,08	%
Carbono fijo	7,775	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,403	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,104	kJ/kg-C
Densidad	430,5	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	34,96	%
Al ₂ O ₃	23,62	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	1,807	%

CaO	37,5	%
MgO	1,826	%
Na ₂ O	0,00675	%
K ₂ O	0,0643	%
P ₂ O ₅	0,0184	%
SO ₃	0,1992	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 19. Caso 8: RP.75. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	21,21	%
Vapor de agua	H ₂ O	30,21	%
Nitrógeno	N ₂	7,317	%
Monóxido de carbono	CO	24,24	%
Dióxido de carbono	CO ₂	16,71	%
Metano	CH ₄	0,0123	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0005	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0017	%
Argón	Ar	0,2961	%
PCI		5413	kJ/kg
PCS		6433	kJ/kg
Peso molecular		22,19	

Caso 9: RP.100

Tabla 20. Caso 9: RP.100. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	7440	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	6582	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	11	%
Cenizas	40,8	%
Carbono	21,02	%
Hidrógeno	2,7	%
Nitrógeno	0,64	%
Cloro	0,1	%
Azúfre	0,11	%
Oxígeno	23,63	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	11	%
Cenizas	40,8	%
Volátiles	43,3	%
Carbono fijo	4,9	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,307	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	1,945	kJ/kg-C
Densidad	360,4	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	35	%
Al ₂ O ₃	23,7	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	1,8	%

CaO	37,5	%
MgO	1,8	%
Na ₂ O	0	%
K ₂ O	0	%
P ₂ O ₅	0	%
SO ₃	0,2	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 21. Caso 9: RP.100. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	16,68	%
Vapor de agua	H ₂ O	37,11	%
Nitrógeno	N ₂	8,627	%
Monóxido de carbono	CO	17,94	%
Dióxido de carbono	CO ₂	19,33	%
Metano	CH ₄	0,0036	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0007	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0025	%
Argón	Ar	0,3079	%
PCI		3950	kJ/kg
PCS		4975	kJ/kg
Peso molecular		23,1	

Caso 10: RD.25

Tabla 22. Caso 10: RD.25. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	16673	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	15372	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	7,776	%
Cenizas	11,62	%
Carbono	41,07	%
Hidrógeno	5,092	%
Nitrógeno	0,763	%
Cloro	0,0241	%
Azúfre	0,3044	%
Oxígeno	33,35	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	7,776	%
Cenizas	11,62	%
Volátiles	63,3	%
Carbono fijo	17,3	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,545	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,358	kJ/kg-C
Densidad	528,6	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	19,55	%
Al ₂ O ₃	6,233	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	17,53	%

CaO	21,16	%
MgO	1,719	%
Na ₂ O	0,5374	%
K ₂ O	1,187	%
P ₂ O ₅	12,82	%
SO ₃	0	%
Otros	19,26	%
Total	100	%

Tabla 23. Caso 10: RD.25. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	28,45	%
Vapor de agua	H ₂ O	19,27	%
Nitrógeno	N ₂	5,755	%
Monóxido de carbono	CO	34,77	%
Dióxido de carbono	CO ₂	11,4	%
Metano	CH ₄	0,0667	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0012	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,005	%
Argón	Ar	0,2862	%
PCI		8173	kJ/kg
PCS		9198	kJ/kg
Peso molecular		20,54	

Caso 11: RD.50

Tabla 24. Caso 11: RD.50. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	15143	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	13959	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	6,85	%
Cenizas	22,75	%
Carbono	36,34	%
Hidrógeno	4,683	%
Nitrógeno	1,416	%
Cloro	0,0383	%
Azúfre	0,5988	%
Oxígeno	27,29	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	6,85	%
Cenizas	22,75	%
Volátiles	52,2	%
Carbono fijo	18,2	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,407	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,151	kJ/kg-C
Densidad	416,5	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	19,45	%
Al ₂ O ₃	6,277	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	17,84	%

CaO	20,79	%
MgO	1,575	%
Na ₂ O	0,5127	%
K ₂ O	0,866	%
P ₂ O ₅	13,01	%
SO ₃	0	%
Otros	19,68	%
Total	100	%

Tabla 25. Caso 11: RD.50. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	28,48	%
Vapor de agua	H ₂ O	19,82	%
Nitrógeno	N ₂	6,624	%
Monóxido de carbono	CO	33,44	%
Dióxido de carbono	CO ₂	11,27	%
Metano	CH ₄	0,0624	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0027	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0103	%
Argón	Ar	0,2984	%
PCI		8026	kJ/kg
PCS		9067	kJ/kg
Peso molecular		20,46	

Caso 12: RD.75

Tabla 26. Caso 12: RD.75. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	13624	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	12546	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	5,925	%
Cenizas	33,88	%
Carbono	31,61	%
Hidrógeno	4,275	%
Nitrógeno	2,129	%
Cloro	0,0524	%
Azúfre	0,8931	%
Oxígeno	21,24	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	5,925	%
Cenizas	33,88	%
Volátiles	41,1	%
Carbono fijo	19,1	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,271	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	1,948	kJ/kg-C
Densidad	304,4	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	19,42	%
Al ₂ O ₃	6,292	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	17,95	%

CaO	20,65	%
MgO	1,525	%
Na ₂ O	0,5043	%
K ₂ O	0,7558	%
P ₂ O ₅	13,07	%
SO ₃	0	%
Otros	19,83	%
Total	100	%

Tabla 27. Caso 12: RD.75. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	28,51	%
Vapor de agua	H ₂ O	20,5	%
Nitrógeno	N ₂	7,674	%
Monóxido de carbono	CO	31,84	%
Dióxido de carbono	CO ₂	11,09	%
Metano	CH ₄	0,0574	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0044	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0161	%
Argón	Ar	0,3132	%
PCI		7845	kJ/kg
PCS		8907	kJ/kg
Peso molecular		20,36	

Caso 13: RD.100

Tabla 28. Caso 13: RD.100. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	12100	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	11134	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	5	%
Cenizas	45	%
Carbono	26,88	%
Hidrógeno	3,896	%
Nitrógeno	2,812	%
Cloro	0,0665	%
Azúfre	1,188	%
Oxígeno	15,18	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	5	%
Cenizas	45	%
Volátiles	30	%
Carbono fijo	20	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,139	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	1,749	kJ/kg-C
Densidad	192,2	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	19,4	%
Al ₂ O ₃	6,3	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	18	%

CaO	20,6	%
MgO	1,5	%
Na ₂ O	0,5	%
K ₂ O	0,7	%
P ₂ O ₅	13,1	%
SO ₃	0	%
Otros	19,9	%
Total	100	%

Tabla 29. Caso 13: RD.100. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	28,51	%
Vapor de agua	H ₂ O	21,37	%
Nitrógeno	N ₂	8,967	%
Monóxido de carbono	CO	29,89	%
Dióxido de carbono	CO ₂	10,85	%
Metano	CH ₄	0,0515	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0066	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0225	%
Argón	Ar	0,3316	%
PCI		7620	kJ/kg
PCS		8707	kJ/kg
Peso molecular		20,24	

Caso 14: RSU.25

Tabla 30. Caso 14: RSU.25. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	16548	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	15121	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	12,82	%
Cenizas	5,625	%
Carbono	41,38	%
Hidrógeno	5,1	%
Nitrógeno	0,16	%
Cloro	0,1325	%
Azúfre	0,0825	%
Oxígeno	34,7	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	12,82	%
Cenizas	5,625	%
Volátiles	62,05	%
Carbono fijo	19,5	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,577	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,422	kJ/kg-C
Densidad	552,6	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	43,61	%
Al ₂ O ₃	24,55	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	7,697	%

CaO	12,8	%
MgO	2,419	%
Na ₂ O	4,777	%
K ₂ O	1,987	%
P ₂ O ₅	0,3013	%
SO ₃	1,867	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 31. Caso 14: RSU.25. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	27,29	%
Vapor de agua	H ₂ O	22,4	%
Nitrógeno	N ₂	5,266	%
Monóxido de carbono	CO	32	%
Dióxido de carbono	CO ₂	12,71	%
Metano	CH ₄	0,0467	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0003	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0012	%
Argón	Ar	0,2845	%
PCI		7572	kJ/kg
PCS		8629	kJ/kg
Peso molecular		20,74	

Caso 15: RSU.50

Tabla 32. Caso 15: RSU.50. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	14898	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	13459	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	16,95	%
Cenizas	10,75	%
Carbono	36,95	%
Hidrógeno	4,7	%
Nitrógeno	0,24	%
Cloro	0,255	%
Azúfre	0,155	%
Oxígeno	30	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	16,95	%
Cenizas	10,75	%
Volátiles	49,7	%
Carbono fijo	22,6	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,459	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,26	kJ/kg-C
Densidad	464,5	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	44,51	%
Al ₂ O ₃	25,49	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	7,894	%

CaO	11,63	%
MgO	2,146	%
Na ₂ O	4,922	%
K ₂ O	1,344	%
P ₂ O ₅	0,1051	%
SO ₃	1,953	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 33. Caso 15: RSU.50. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	25,87	%
Vapor de agua	H ₂ O	26,51	%
Nitrógeno	N ₂	5,53	%
Monóxido de carbono	CO	27,92	%
Dióxido de carbono	CO ₂	13,85	%
Metano	CH ₄	0,0293	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0006	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0022	%
Argón	Ar	0,294	%
PCI		6796	kJ/kg
PCS		7900	kJ/kg
Peso molecular		20,89	

Caso 16: RSU.75

Tabla 34. Caso 16: RSU.75. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	13249	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	11796	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	21,08	%
Cenizas	15,88	%
Carbono	32,53	%
Hidrógeno	4,3	%
Nitrógeno	0,32	%
Cloro	0,3775	%
Azúfre	0,2275	%
Oxígeno	25,3	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	21,08	%
Cenizas	15,88	%
Volátiles	37,35	%
Carbono fijo	25,7	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,328	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	2,08	kJ/kg-C
Densidad	376,4	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	44,84	%
Al ₂ O ₃	25,83	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	7,964	%

CaO	11,21	%
MgO	2,049	%
Na ₂ O	4,974	%
K ₂ O	1,117	%
P ₂ O ₅	0,0356	%
SO ₃	1,984	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 35. Caso 16: RSU.75. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	24,07	%
Vapor de agua	H ₂ O	31,25	%
Nitrógeno	N ₂	5,82	%
Monóxido de carbono	CO	23,66	%
Dióxido de carbono	CO ₂	14,88	%
Metano	CH ₄	0,017	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,001	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0032	%
Argón	Ar	0,3044	%
PCI		5959	kJ/kg
PCS		7117	kJ/kg
Peso molecular		21,05	

Caso 17: RSU.100

Tabla 36. Caso 17: RSU.100. Parámetros característicos de la alimentación al gasificador.

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura de suministro	25	°C
Poder Calorífico (a 25°C)		
PCS (humedad y cenizas incluidas)	11600	kJ/kg
PCI (humedad y cenizas incluidas)	10133	kJ/kg
Análisis elemental (% peso, tr)		
Humedad	25,2	%
Cenizas	21	%
Carbono	28,1	%
Hidrógeno	3,9	%
Nitrógeno	0,4	%
Cloro	0,5	%
Azúfre	0,3	%
Oxígeno	20,6	%
Total	100	%
Análisis inmediato (% peso, tr)		
Humedad	25,2	%
Cenizas	21	%
Volátiles	25	%
Carbono fijo	28,8	%
Total	100	%
Otras propiedades		
Calor específico a 25°C, seco	1,182	kJ/kg-C
Calor específico a 300°C, seco	1,881	kJ/kg-C
Densidad	288,3	kg/m ³
Mercurio contenido	0	ppmw
Análisis de cenizas (% peso, tr)		
SiO ₂	45	%
Al ₂ O ₃	26	%
TiO ₂	0	%
Fe ₂ O ₃	8	%

CaO	11	%
MgO	2	%
Na ₂ O	5	%
K ₂ O	1	%
P ₂ O ₅	0	%
SO ₃	2	%
Otros	0	%
Total	100	%

Tabla 37. Caso 17: RSU.100. Composición y poder calorífico del gas de síntesis obtenido tras la gasificación y limpieza.

Parámetro		Valor	Unidad
Hidrógeno	H ₂	21,79	%
Vapor de agua	H ₂ O	36,76	%
Nitrógeno	N ₂	6,139	%
Monóxido de carbono	CO	19,26	%
Dióxido de carbono	CO ₂	15,73	%
Metano	CH ₄	0,0087	%
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0,0014	%
Sulfuro de carbonilo	COS	0,0039	%
Argón	Ar	0,3161	%
PCI		5057	kJ/kg
PCS		6271	kJ/kg
Peso molecular		21,23	

