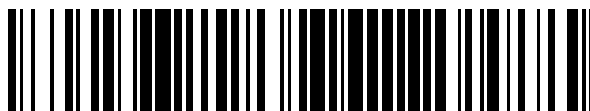


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 778 907**

51 Int. Cl.:

F23G 5/00 (2006.01)

F23G 5/027 (2006.01)

F23G 5/14 (2006.01)

F23G 7/10 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **23.04.2012** **PCT/US2012/034691**

87 Fecha y número de publicación internacional: **26.10.2012** **WO12145755**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.04.2012** **E 12774116 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **25.12.2019** **EP 2705302**

54 Título: **Un proceso para cogasificar y quemar conjuntamente con carbón combustible de diseño**

30 Prioridad:

22.04.2011 US 201161478089 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
12.08.2020

73 Titular/es:

ACCORDANT ENERGY, LLC (100.0%)
225 S.Main Street, 2nd Floor
Rutland, VT 05701, US

72 Inventor/es:

BOHLIG, JAMES, W. y
BAI, DINGRONG

74 Agente/Representante:

VALLEJO LÓPEZ, Juan Pedro

ES 2 778 907 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Un proceso para cogasificar y quemar conjuntamente con carbón combustible de diseño

5 **Referencia cruzada a solicitudes relacionadas**

Esta solicitud reivindica prioridad de la solicitud provisional de Estados Unidos n.º serie 61/478.089 presentada el 22 de abril de 2011.

10 **Campo técnico**

La presente invención se refiere en general a la combustión conjunta de biomasa o combustibles derivados de residuos con combustibles fósiles en calderas comerciales, industriales y públicas.

15 **Antecedentes**

Recientemente, en 2009, la combustión de combustibles fósiles proporcionó casi 70 % de la energía eléctrica en Estados Unidos, entre los que el carbón proporcionó casi la mitad de la generación total de energía. Dada la imprevisible incertidumbre y, a menudo, la turbulencia en las áreas geopolíticas productoras de petróleo, se proyecta que el carbón, que tiene abundantes reservas en los Estados Unidos, continuaría siendo un combustible dominante para su uso en la generación de electricidad en los Estados Unidos y otras regiones ricas en carbón. Desafortunadamente, la mayoría de las centrales eléctricas de carbón de Estados Unidos tienen más de 40-50 años y no están equipadas con tecnologías modernas y avanzadas de control de emisiones tales como la desulfuración de gases de combustión (FGD) para retirada de SOx y reducción catalítica selectiva (SCR) para reducción de NOx. Como tales, las emisiones de contaminación del aire que acompañan a la combustión de carbón tales como SOx, NOx, CO₂, y partículas son significativas, causando cada vez más problemas de salud pública y medio ambiente. Como resultado, las regulaciones federales y estatales con respecto a la emisión de contaminantes atmosféricos se han vuelto más estrictas recientemente. Por ejemplo, la recién finalizada Norma de Contaminación del Aire entre Estados (CSAPR) requiere la reducción de las emisiones de las centrales eléctricas en 28 estados y el Distrito de Columbia. Esta regla requeriría reducciones significativas en dióxido de azufre (SO₂) y emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx). Requiere que en 2014, las plantas de energía aplicables deben reducir sus emisiones de SO₂ y NOx a los niveles asignados específicos de unidad. De media, todas las unidades afectadas tendrán que reducir SO₂ en 73 por ciento y las emisiones de NOx en 54 por ciento de los niveles de 2005.

Como resultado de regulaciones cada vez más estrictas, se anticipa que las tecnologías de desulfuración de gases de combustión (FGD) y reducción catalítica selectiva (SCR), que se consideran las tecnologías más eficaces para los controles de emisiones de SOx y NOx, se instalarán en los próximos años. Se espera que estas tecnologías de control de emisiones posteriores a la combustión cuesten cientos de millones de dólares para instalar y miles de millones de dólares para operar y dar servicio cada año. Como algunas centrales productoras de energía, especialmente aquellas que tienen capacidades medias o bajas (tales como <100-200 MW), ya se han enfrentado a una presión significativa por los bajos márgenes de beneficio, no es irrazonable suponer que estas empresas de servicios públicos simplemente eligen retirarse o reducir sus unidades por consideraciones económicas y ambientales.

Aunque la instalación de FGD y SCR puede ayudar a los servicios públicos a cumplir con sus obligaciones para emisiones de SO₂ y NOx, tienen que lidiar con otras consecuencias no deseadas, incluido el aumento del consumo de energía parasitaria, utilización del agua y generación de residuos. Además, para plantas de energía que usan carbón con alto contenido de azufre, estas tecnologías tienen un efecto secundario no deseado, es decir, hacer problemas de corrosión relacionada con SO₃ y "penacho azul" más prevalentes.

Como una de las alternativas menos costosas, la combustión conjunta de mezclas de combustibles de carbón y biomasa ha ganado popularidad entre los productores de servicios eléctricos. Estudios recientes en Europa y Estados Unidos (véase M. Sami, K. Annamalai y M. Wooldridge, "Cofiring of coal and biomass fuel blends," Process in Energy and Combustion Science, 27, pág. 171-214, 2001) han establecido que la combustión de biomasa con combustibles fósiles tiene un impacto positivo tanto en el medio ambiente como en la economía de la generación de energía. Las emisiones de SO₂ y NOx se redujeron en la mayoría de los ensayos de combustión conjunta (dependiendo del combustible de biomasa utilizado) y la producción neta de CO₂ también fue inherentemente menor, porque la biomasa se considera neutra a CO₂. El interés por la combustión conjunta surgió en los años 80 en los Estados Unidos y Europa, específicamente para el uso de residuos sólidos residuales (papel, plástico, disolventes, alquitranes, etc.) o biomasa en centrales eléctricas de carbón que se diseñaron inicialmente para combustión de carbón únicamente, para aumentar los márgenes de beneficio de esos nuevos combustibles de oportunidad tales como reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG).

Tradicionalmente, la biomasa se ha quemado conjuntamente directa o indirectamente, dependiendo de los métodos de alimentación de combustible utilizados para biomasa y el carbón. El enfoque de la combustión conjunta directa más directo y rentable es suministrar biomasa y carbón premezclados a través de un molino común, línea de

alimentación común y quemar con un quemador común. Alternativamente, en otro enfoque de combustión conjunta directa, la biomasa se puede moler y suministrar por separado, pero se mezclaría antes de suministrarla al quemador. Ambos métodos son relativamente económicos debido al procesamiento de combustible compartido, equipos de suministro y combustión, pero limitado por la cantidad de relación de mezcla de biomasa a normalmente 5 % para calderas de carbón pulverizado (PC) y 10-20 % para ciclones y calderas de lecho fluidizado. Estos enfoques de combustión conjunta directa también tienen un efecto insignificante sobre el proceso de combustión y, por tanto, el quemador existente se puede usar conjuntamente. La combustión conjunta directa también se puede lograr teniendo un procesamiento de biomasa separado, línea de suministro y un quemador dedicado. Este tercer método de combustión conjunta directa tiene la ventaja de un mejor control sobre la velocidad de flujo de biomasa, y puede lograr una relación de combustión conjunta más alta (10 % o más para calderas de PC, y 20 % o más para ciclón y unidades de lecho fluidizado) que los dos métodos anteriores de combustión conjunta, pero requiere una línea de alimentación separada y quemadores separados, y por tanto aumenta los costes de capital y de operación y mantenimiento. Además, quemar biomasa de bajo valor de calentamiento independientemente del carbón a menudo representa un desafío significativo en la coordinación de los controles de combustión tanto de biomasa como de carbón, conduciendo a un riesgo de mala eficacia de combustión.

El emparejamiento indirecto se refiere a procesos en donde el combustible de biomasa se suministra a una cámara de combustión instalada por separado, caldera o gasificador. Por ejemplo, puede instalarse una caldera separada para generar vapor de combustión de 100 % de biomasa, y mezclar el vapor generado por la caldera con el vapor generado de una caldera de carbón existente que quema 100 % de carbón. Alternativamente, puede instalarse una cámara de combustión separada para quemar 100 % de biomasa, y el gas de combustión de alta temperatura se envía a la zona de convección para la caldera de carbón existente. En otro método alternativo y más ecológico, se usa un gasificador para gasificar la biomasa en un gasificador separado, que puede ser de lecho descendente, ascendente o fluidizado, y el gas de síntesis rico en hidrógeno y monóxido de carbono (gas de síntesis) producido se suministra y quema en la caldera de carbón existente. Las ventajas de estas tecnologías de combustión conjunta indirecta son el control independiente de la operación. Sin embargo, el coste de capital suele ser alto. Además, quemar carbón y combustible de biomasa en dos unidades separadas no ayuda a minimizar o resolver los problemas con respecto a sus aplicaciones individuales. Por ejemplo, cuando el combustible de biomasa se quema de forma independiente, hay un aumento de corrosión debido al alto contenido de cloro y metales alcalinos en el combustible, aunque la emisión de óxidos de azufre puede ser baja. La temperatura de fusión de cenizas también es significativamente baja, que no solo causa escoriación del lecho, sino también obstrucciones en superficies de transferencia de calor de baja temperatura. Por tanto, es común que la caldera de biomasa funcione generalmente a una temperatura significativamente baja, generando vapor a baja temperatura y baja presión (por ejemplo 4.481.592 Pa y 399 °C), que finalmente conduce a una menor eficacia eléctrica. Por otro lado, cuando el carbón se quema independientemente, se necesita alta temperatura y mayor tiempo de reacción para lograr una mayor conversión de carbono. A altas temperaturas, no solo la corrosión por azufre y cloro se vuelve cada vez más grave, sino también requiere materiales caros para la caldera y la superficie de transferencia de calor. La alta temperatura de la caldera de carbón dificulta la inyección de sorbente en el horno para controlar las emisiones, debido al alto grado de sinterización de sorbente y corto tiempo de reacción alcanzable. El documento US 2008/282889 de Boardman *et al.* describe un método para retirar al menos un contaminante de un gas que contiene contaminantes. El método comprende el tratamiento térmico del esquisto bituminoso en presencia de un gas que contiene contaminantes. El documento US 2003/106266 de Bryan *et al.* describe un método y un aparato para la conversión de combustibles sólidos y líquidos en un gas de síntesis, vapor y/o electricidad.

Breve descripción de los dibujos

La FIG. 1 es un diagrama de bloques de un sistema de combustión de algunas realizaciones de la invención.

La FIG. 2A es un esquema de un sistema de combustión conjunta a modo de ejemplo empleado por el sistema de la FIG. 1.

La FIG. 2B es un esquema de un sistema de combustión conjunta a modo de ejemplo empleado por el sistema de la FIG. 1.

La FIG. 2C es un esquema de un sistema de combustión conjunta a modo de ejemplo para una caldera de carbón pulverizado a escala comercial.

La FIG. 3 es un esquema de un sistema de combustión a modo de ejemplo según algunas realizaciones de la invención.

La FIG. 4 es un esquema del sistema de combustión a modo de ejemplo de la FIG. 3 que ilustra detalles adicionales del gasificador.

Sumario de la invención

El ámbito de la presente invención está determinado por las reivindicaciones adjuntas.

La presente invención proporciona un método para variar una relación de combustión conjunta global de un sistema de combustión según la reivindicación 1.

- 5 En algunas realizaciones, la característica de entrada variada es una de peso, peso por unidad de tiempo, valor calorífico, y valor calorífico por unidad de tiempo. En algunas realizaciones, la relación de combustión conjunta global está en un intervalo de aproximadamente 10 % a aproximadamente 50 %. En algunas realizaciones, la segunda relación de combustión conjunta está en un intervalo de aproximadamente 5 a aproximadamente 20 % menos de aproximadamente 1 % a aproximadamente 5 %. En algunas realizaciones, la primera relación de combustión conjunta está en un intervalo de aproximadamente 30 % a aproximadamente 70 %. En algunas realizaciones, el combustible fósil comprende una o más variedades de carbón. En algunas realizaciones, las una o más variedades de carbón se seleccionan del grupo que consiste en: antracita, lignito, carbón bituminoso, y sus mezclas. En algunas realizaciones, el primer combustible de diseño está optimizado para combustión en un entorno reductor, y donde el segundo combustible de diseño está optimizado para combustión en un entorno oxidante. En algunas realizaciones, al menos uno del primer combustible de diseño y el segundo combustible de diseño comprende uno o más sorbentes. En algunas realizaciones, los uno o más sorbentes se seleccionan del grupo que consiste en sesquicarbonato sódico (Trona), bicarbonato sódico, carbonato sódico, ferrita de cinc, ferrita de cinc y cobre, titanato de cinc, aluminato ferrita de cobre, aluminato de cobre, óxido de cobre y manganeso, níquel soportado sobre alúmina, óxido de cinc, óxido de hierro, cobre, óxido de cobre(I), óxido de cobre(II), caliza, cal, Fe, FeO, Fe₂O₃, Fe₃O₄, limaduras de hierro, CaCO₃, Ca(OH)₂, CaCO₃·MgO, CaMg₂(CH₃COO)₆, sílice, alúmina, caolín, caolinita, bauxita, ematilita, atapulgita, ceniza de carbón, cáscaras de huevo, montmorillonita Ca, sales orgánicas tales como acetato de calcio y magnesio (CMA), acetato de calcio (CA), formiato de calcio (CF), benzoato de calcio (CB), propionato de calcio (CP) y acetato de magnesio (MA), y sus mezclas. En algunas realizaciones, el primer combustible de diseño comprende uno o más sorbentes, y dicha cogasificación se realiza a una temperatura superior a la temperatura de sinterización de los uno o más sorbentes. En algunas realizaciones, la etapa de combustión conjunta comprende una de combustión conjunta directa y combustión conjunta indirecta. En algunas realizaciones, la cámara de combustión es una caldera, y la combustión conjunta comprende: quemar el segundo combustible de diseño y el segundo combustible fósil en una zona de combustión de la caldera; y quemar el gas de síntesis en una zona de recombustión de la caldera.

Descripción de la invención

La siguiente memoria descriptiva y ejemplos no limitantes ilustran adicionalmente la presente invención con mayor detalle.

Definiciones

Como se usa en este documento, el verbo "comprender" como se usa en esta descripción y en las reivindicaciones y sus conjugaciones se usa en su sentido no limitante para significar que los elementos que siguen a la palabra están incluidos, pero no se excluyen los puntos que no se mencionan específicamente.

La expresión "relación de equivalencia de aire" (AR) significa la relación de la cantidad de aire suministrada al reactor de combustión dividida por la cantidad de aire requerida para completar la combustión del combustible. La relación de equivalencia de aire, "AR", puede representarse mediante la siguiente ecuación:

$$AR = (\text{Aire suministrado al reactor de combustión}) / (\text{Aire requerido para la combustión completa del combustible})$$

La expresión "Unidad Térmica Británica" (BTU) significa la cantidad de energía térmica necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit. Mil BTU se indican como MBTU, y un millón BTU se indican como MMBTU.

La expresión "contenido de carbono" significa todo el carbono contenido en el carbono fijo (véase la definición a continuación) así como en toda la materia volátil en un combustible.

La expresión "conversión de carbono" significa convertir carbono sólido en una alimentación de combustible en gases que contienen carbono, tales como CO, CO₂.

La expresión "relación de combustión conjunta", en el contexto de un sistema o subsistema de procesamiento de combustible múltiple, significa una relación de la suma de parámetros de entrada de uno o más combustibles (pero menos que todos los combustibles) a la suma de parámetros de entrada de todos los combustibles en el sistema de procesamiento de combustible múltiple, tal como, pero sin limitación, un sistema de cogasificación o un sistema de combustión conjunta. La expresión "parámetro de entrada" de un combustible en este contexto puede referirse al peso del combustible, el peso por unidad de tiempo del combustible, al valor calorífico (también denominado "base calorífica" o "base energética") del combustible, o el valor calorífico por unidad de tiempo del combustible. Por ejemplo, en un sistema de combustible múltiple que procesa cuatro combustibles diferentes en cantidades de F1, F2,

F3, F4, una relación de combustión conjunta para el combustible F1 viene dada por:

$$(\text{Relación de combustión conjunta})_{F1} = (F1)/(F1+F2+F3+F4)$$

- 5 Mientras que una relación de combustión conjunta para la combinación de combustibles F1, F2 (por ejemplo, donde F1, F2 pueden ser variedades iguales o diferentes de combustible de diseño, y F3, F4 podrían ser variedades iguales o diferentes de carbón) viene dada por:

$$(\text{Relación de combustión conjunta})_{F1+F2} = (F1+F2)/(F1+F2+F3+F4)$$

- 10 La expresión "residuos comerciales" significa residuos sólidos generados por tiendas, oficinas, restaurantes, almacenes, y otras instalaciones sin fabricación ni procesamiento. Los residuos comerciales no incluyen residuos domésticos, de proceso, industriales o especiales.

- 15 La expresión "combustible de diseño" es cualquier combustible que se obtiene parcial o totalmente de residuos residenciales y/o comerciales (MSW), y puede contener uno o más aditivos químicos. En algunas realizaciones de las invenciones el "combustible de diseño" se produce para tener características químicas y físicas particulares.

- 20 La expresión "combustible fósil" es cualquier combustible formado originalmente por descomposición de organismos muertos. Ejemplos no limitantes de combustibles fósiles son carbón, petróleo, y gas natural, y sus variantes.

- 25 El término "basura" se refiere a los desechos sólidos putrescibles incluidos los desechos animales y vegetales resultantes de manipulación, almacenamiento, comercialización, preparación, preparación o servicio de alimentos. La basura se origina principalmente en cocinas domésticas, tiendas, mercados, restaurantes y otros lugares donde los alimentos se almacenan, reparan o sirven.

- 30 La expresión "residuos peligrosos" significa residuos sólidos que exhiben una de las cuatro características de un residuo peligroso (reactividad, corrosividad, inflamabilidad, y/o toxicidad) o se denomina específicamente como tal por la EPA como se especifica en 40 CFR parte 262.

- 35 La expresión "valor calorífico" se define como la cantidad de energía liberada cuando un combustible se quema por completo. El valor calorífico puede expresarse como "valor calorífico superior, HHV" o "Valor calórico bruto, GCV" cuando el agua producida durante la combustión está en estado líquido a una temperatura de referencia, o "valor calorífico inferior, LHV" o "Valor calórico neto, NCV", cuando el agua producida está en forma de vapor a la temperatura de referencia.

- 40 La expresión "valor calorífico superior" (HHV) significa el valor calórico liberado por la combustión completa del combustible con el agua del producto en estado líquido. En una base libre de humedad, HHV de cualquier combustible se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{HHV Combustible} = 146,58C + 568,78H + 29,4S - 6,58A - 51,53(O + N).$$

- 45 en donde C, H, S, A, O y N son contenido de carbono, contenido de hidrógeno, contenido de azufre, contenido de ceniza, contenido de oxígeno y nitrógeno, respectivamente, todo en porcentaje en peso.

- 50 La expresión "residuos sólidos municipales" (MSW) significa desechos sólidos generados en establecimientos e instituciones residenciales, comerciales o industriales, e incluye todos los residuos procesables junto con todos los componentes de escombros de construcción y demolición que son procesables, pero excluyendo residuos peligrosos, chatarra de automóviles, y otros residuos de vehículos a motor, residuos infecciosos, residuos de amianto, tierra contaminada y otros medios absorbentes y cenizas distintas de cenizas de cocinas domésticas. Los neumáticos usados están excluidos de la definición de MSW. Los componentes de los residuos sólidos municipales incluyen, sin limitación, plásticos, fibras, papel, residuos de jardín, caucho, cuero, madera, y también residuos de reciclaje, un componente residual que contiene la parte no recuperable de materiales reciclables que queda después de que los desechos sólidos municipales se hayan procesado con una pluralidad de componentes que se separan de los desechos sólidos municipales.

- 60 la expresión "residuos no procesables" (también conocidos como residuos no combustibles) significa residuos que no se queman fácilmente. Los desechos no procesables incluyen, sin limitación: baterías, tales como baterías secas, materias de mercurio y baterías de vehículos, refrigeradores, estufas, congeladores, arandelas, secantes, somieres, partes del bastidor del vehículo, cárteres de cigüeñal, transmisiones, motores, cortadoras de césped, quitanieves, bicicletas, archivadores, acondicionadores de aire, calentadores de agua caliente; tanques de almacenamiento de agua, ablandadores de agua, hornos, tanques de almacenamiento de aceite, muebles metálicos, tanques de propano, y desechos de jardín.

- 65 La expresión "corriente de residuos MSW procesados" significa que MSW se han procesado en, por ejemplo, una instalación de recuperación de material (MRF), ordenándose según los tipos de componentes de MSW. Los tipos de

componentes de MSW incluyen, pero sin limitación, plásticos, fibras, papel, residuos de jardín, caucho, cuero, madera, y también residuos de reciclaje, un componente residual que contiene la parte no recuperable de materiales reciclables que queda después de que los desechos sólidos municipales se hayan procesado con una pluralidad de componentes que se separan de los desechos sólidos municipales. MSW procesados no contiene sustancialmente vidrio, metales, arenilla, o no combustibles. La arenilla incluye suciedad, polvo, residuos granulares tales como arena, y como tales los MSW procesados no contiene sustancialmente arena.

La expresión "residuos procesables" significa desechos que se queman fácilmente. Los residuos procesables incluyen, pero sin limitación, periódicos, correo basura, cartón corrugado, papel de oficina, revistas, libros, cartón, otro papel, caucho, textiles, y cuero de solo de fuentes residenciales, comerciales e institucionales, madera, desechos de alimentos, y otras partes combustibles de la corriente de MSW.

La expresión "residuo de reciclaje" significa el residuo que queda después de que una instalación de reciclaje haya procesado sus reciclables a partir de residuos entrantes que ya no poseen valor económico desde el punto de vista del reciclaje.

El término "lodo" significa cualquier sólido, semisólido o líquido generado a partir de una planta o proceso de tratamiento de agua residual municipal, comercial o industrial, planta de tratamiento de suministro de agua, instalación de control de contaminación atmosférica o cualquier otro residuo que tenga características y efectos similares.

La expresión "residuos sólidos" significa material sólido no deseado o desechado con un contenido líquido suficiente para que fluya libremente, incluyendo, pero sin limitación basura, basura, materiales de desecho, desechos, desperdicios, material de relleno inerte, y desperdicios del paisaje, pero no incluye residuos peligrosos, residuos biomédicos, lodos de fosas sépticas, o residuos agrícolas, pero no incluye estiércol animal ni lecho absorbente usado para enriquecer el suelo o materiales sólidos o disueltos en descargas industriales. El hecho de que un residuo sólido, o constituyente del residuo, pueda tener valor, pueda usarse beneficiosa mente, tener otro uso, o venderse o intercambiarse, no lo excluye de esta definición.

El término "sorbente" significa un material agregado al combustible de diseño que actúa como un sorbente tradicional y adsorbe un subproducto químico o elemental, o reacciona con un subproducto químico o elemental, o en otros casos, simplemente como un aditivo para alterar las características del combustible de diseño tales como temperatura de fusión de cenizas y eficacia de combustión.

La expresión "materia volátil" significa una fracción de combustible que puede liberarse como gases o líquidos combustibles y/o no combustibles del combustible sólido cuando se calienta a una temperatura inferior.

La expresión "materia orgánica volátil" o VOC significa compuestos químicos orgánicos que tienen presiones de vapor lo suficientemente altas en condiciones normales para vaporizarse y entrar en la atmósfera de manera significativa. Ejemplos no limitantes de materiales volátiles incluyen alcanos, alquenos, aldehídos, cetonas, compuestos aromáticos tales como benceno, y otros hidrocarburos ligeros.

El término "aproximadamente" cuando precede inmediatamente a un valor numérico significa un intervalo de más o menos 10 % de ese valor, por ejemplo, "aproximadamente 50" significa 45 a 55, "aproximadamente 25.000" significa 22.500 a 27.500, etc. Además, las expresiones "menos de aproximadamente" un valor o "más de aproximadamente" un valor deben entenderse en vista de la definición del término "aproximadamente" que se proporciona en este documento.

El término "NOx" significa óxidos de nitrógeno u óxidos de nitrógeno, tales como NO, NO₂, etc.

El término "SOx" significa óxidos de azufre u óxidos de azufre, tales como SO, SO₂, SO₃, etc.

El término "oxidante" se refiere a un agente o reactivo oxidante incluyendo pero sin limitación aire, oxígeno o aire enriquecido con oxígeno.

Sistema de combustión

Un sistema de combustión según una realización particular de la invención se ilustra esquemáticamente en la FIG. 1. El sistema 100 está configurado para combustión conjunta de combustible de diseño con combustibles fósiles en plantas de energía comerciales, industriales y/o públicas. En algunas realizaciones, el sistema 100 se utiliza para cogasificar y combustión conjunta de carbón con combustible de diseño derivado de MSW. El sistema 100 incluye la primera y segunda fuentes de combustible fósil 102a, b, primera y segunda fuentes de combustible de diseño 106a, b, primera y segunda unidades de tratamiento de combustible 108a, b, y una cámara de combustión 111. Se observa que los caracteres de referencia 102a-b y 106a-b pueden representar el propio combustible, y/o una fuente de combustible correspondiente.

Las fuentes de combustible fósil 102a, b están configuradas para proporcionar combustibles fósiles a las unidades de tratamiento 108a, b, respectivamente. Las fuentes 102a, b pueden ser la misma fuente y pueden proporcionar combustible fósil que sea idéntico o diferente en contenido, composición, forma, y/o peso. También se desvela que una de las fuentes 102a, b puede ser opcional. En algunas realizaciones, el combustible fósil es carbón o una mezcla de carbón que es adecuada para combustión en una central eléctrica a carbón, y puede incluir antracita, lignito, carbón bituminoso, y sus combinaciones. Las fuentes 102a, b también puede incluir el equipo corriente arriba necesario para generar el carbón. Por ejemplo, las fuentes 102a, b pueden incluir uno o más de equipos de excavación, transporte, almacenamiento y procesamiento tales como molinos de carbón, trituradoras, pulverizadores, y sus combinaciones, como se conoce en la técnica. Cada fuente de combustible fósil 102a, b está acoplada a su unidad de tratamiento respectiva 110a, b de cualquier manera adecuada para el suministro del combustible fósil.

Las fuentes de combustible de diseño 104a, b están configuradas para proporcionar combustibles sometidos a ingeniería para tratamiento 108a, b, respectivamente. En algunas realizaciones, el combustible de diseño comprende MSW y las fuentes 104a, b pueden abarcar el equipo corriente arriba necesario para generación (por ejemplo, producción de gránulos densificados de combustible de diseño) y/o procesamiento (por ejemplo, pulverización de los gránulos de combustible de diseño densificados) de combustible de diseño. Por ejemplo, las fuentes 104a, b puede incluir uno o más procesos tales como clasificación y separación de materiales, trituración, granulación, densificación y pulverización. En algunas realizaciones, al menos uno de los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b comprende MSW y uno o más sorbentes. En algunas realizaciones, el sorbente en cada combustible de diseño se selecciona independientemente del grupo que consiste en sesquicarbonato sódico (Trona), bicarbonato sódico, carbonato sódico, ferrita de cinc, ferrita de cinc y cobre, titanato de cinc, aluminato ferrita de cobre, aluminato de cobre, óxido de cobre y manganeso, níquel soportado sobre alúmina, óxido de cinc, óxido de hierro, cobre, óxido de cobre(I), óxido de cobre(II), caliza, cal, Fe, FeO, Fe₂O₃, Fe₃O₄, limaduras de hierro, CaCO₃, Ca(OH)₂, CaCO₃•MgO, CaMg₂(CH₃COO)₆, sílice, alúmina, caolín, caolinita, bauxita, ematilita, atapulgita, ceniza de carbón, cáscaras de huevo, montmorillonita Ca y sales orgánicas (tales como acetato de calcio y magnesio (CMA), acetato de calcio (CA), formiato de calcio (CF), benzoato de calcio (CB), propionato de calcio (CP) y acetato de magnesio (MA). En algunas realizaciones, el combustible de diseño que contiene sorbente se cogasifica o se quema conjuntamente a una temperatura que excede la temperatura de sinterización de al menos uno de los sorbentes incluidos en el mismo, y la combinación de los sorbentes con el combustible de diseño evita la sinterización de los sorbentes en tales condiciones.

En algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b, cuando se queman y/o queman conjuntamente con carbón, producen menos de uno o más contaminantes o subproductos de combustión indeseables. Así, en algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b producen menos emisiones de azufre en comparación con la producción de menos emisiones de metales pesados en comparación con el nivel conocido de emisiones de metales pesados del carbón cuando se quema. En algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b produce menos emisiones de partículas (PM) en comparación con los niveles conocidos de partículas emitidas por el carbón cuando se quema.

En algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b producen menos emisiones de NO_x, en comparación con los niveles conocidos de NO_x emitido por el carbón cuando se quema. En algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b producen menos emisiones de CO, en comparación con los niveles conocidos de CO emitido por el carbón cuando se quema. En algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b producen menos emisiones de CO₂, en comparación con los niveles conocidos de CO₂ emitido por el carbón cuando se quema. En algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b producen menos emisiones de compuestos orgánicos volátiles (VOC), en comparación con los niveles conocidos de VOC emitidos por el carbón cuando se quema. En algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b produce menos emisiones de gases halógenos en comparación con los niveles conocidos de gases halógenos emitidos por el carbón cuando se quema. En algunas realizaciones, los combustibles sometidos a ingeniería 104a, b produce menos emisiones de gases de efecto invernadero (GHG) en comparación con el nivel conocido de GHG emitidos por el carbón cuando se quema.

Cada fuente de combustible de diseño 104a, b está acoplada a su unidad de tratamiento respectiva 108a, b de cualquier manera adecuada para el suministro del combustible de diseño. Las fuentes de combustible de diseño 104a, b pueden ser la misma fuente, y pueden proporcionar combustible de diseño que sea idéntico o diferente en contenido, composición, forma, y/o peso. También se desvela que una de las fuentes de combustible de diseño 104a, b puede ser opcional. En algunas realizaciones, el combustible de diseño de las fuentes 104a, b difieren al menos en el contenido de sorbente, composición, forma, y/o peso, de modo que el primer combustible de diseño 104a está optimizado para combustión en un entorno reductor, mientras que el segundo combustible de diseño 104b está optimizado para combustión en un entorno oxidante global (es decir, puede existir un entorno o zona reductora local o regionalmente dentro del entorno oxidante). En la realización ilustrada de la FIG. 1, la unidad de tratamiento 108a está configurada para recibir el primer combustible fósil 102a y el primer combustible de diseño 104a, y la unidad de tratamiento 108b está configurada para recibir el segundo combustible fósil 102b y el segundo combustible de diseño 104b de cualquier manera adecuada. Cada unidad de tratamiento 108a, b es operable para el tratamiento del primer combustible fósil 102a y el primer combustible de diseño 104a, y puede incluir

independientemente el aparato y la funcionalidad de uno o más de, pero sin limitación, equipo de molienda, equipo de molienda conjunta, equipo de mezcla, equipo de bomba de aire, equipo de combustión conjunta (por ejemplo, gasificadores, cámaras de combustión, y calderas), y subsistemas, sus combinaciones. El equipo de combustión adecuado incluye cámaras de combustión de lecho fijo, cámaras de combustión de lecho fluidizado y cámaras de combustión de combustible pulverizado. El equipo de gasificación adecuado incluye gasificadores de lecho fijo tales como gasificadores de corriente ascendente (contracorriente) y gasificadores de corriente descendente (a favor de corriente), gasificadores de flujo atrapado, gasificadores de lecho fluidizado, gasificadores de lecho fluidizado de circulación interna o externa, y otros tipos de gasificadores tales como gasificadores accionados por barrena. En algunas realizaciones, al menos una unidad de tratamiento 108 a, b comprende una unidad de combustión conjunta.

En algunas realizaciones, la unidad de combustión conjunta se selecciona de: un gasificador, una cámara de combustión, y una caldera. En algunas realizaciones, la unidad de combustión conjunta es una cámara de combustión o una caldera, comprendiendo la cámara de combustión o caldera una zona de lecho operada en un entorno reductor. En algunas realizaciones, la unidad de combustión conjunta puede ser un gasificador que tiene un entorno reductor. En algunas realizaciones, la unidad de combustión conjunta puede ser una cámara de combustión o una caldera que puede tener un entorno oxidante general, y comprende una zona reductora, total como una cámara de combustión de lecho fluidizado o una caldera de gas, que tiene una zona de lecho que proporciona un entorno reductor. Cada unidad de tratamiento 108a, b está acoplado independientemente a la cámara de combustión 112 de cualquier manera adecuada, dependiendo de las operaciones y la salida de la unidad de tratamiento (discutido posteriormente). Se entiende que las unidades de tratamiento adicionales, fuentes de combustible fósil y fuentes de combustible de diseño (no mostradas) están dentro del alcance de la invención y pueden interconectarse de cualquier manera adecuada, dependiendo de la configuración y operación de la cámara de combustión 112.

En algunas realizaciones, la primera unidad de tratamiento 108a recibe el primer combustible fósil 102a y el primer combustible de diseño 104a en una primera relación de combustión conjunta del primer combustible de diseño, y procesa sustancialmente la totalidad de los combustibles recibidos 102a, 104a se procesa. En algunas realizaciones, la primera unidad de tratamiento 108a recibe combustibles 102a, 104a en una relación diferente a la primera relación de combustión conjunta, y es operable para manipular los combustibles recibidos 102a, 104a para lograr la primera relación de combustión conjunta antes del tratamiento. Tal manipulación puede incluir, pero sin limitación, almacenamiento temporal del combustible, mezcla/mezclado y calentamiento. En algunas realizaciones, las fuentes de combustible 102a, 104a, y la primera unidad de tratamiento 108a cooperan para mantener el funcionamiento de la primera unidad de tratamiento 108a en la primera relación de combustión conjunta.

De manera similar, la segunda unidad de tratamiento 108b puede funcionar para el tratamiento de la totalidad de los combustibles recibidos 102b, 104b en una segunda relación de combustión conjunta del segundo combustible de diseño, y/o para la manipulación de los combustibles recibidos para lograr la segunda relación de combustión conjunta antes del tratamiento. En algunas realizaciones, las fuentes de combustible 102b, 104b, y la segunda unidad de tratamiento 108b cooperan para mantener el funcionamiento de la segunda unidad de tratamiento 108b en la segunda relación de combustión conjunta.

Se puede calcular una relación de combustión conjunta global del combustible de diseño para el sistema de combustión 100 basada en el combustible de diseño total 104a, b y el combustible fósil total 102a, b tratados en las unidades de tratamiento 108a, b en la primera y segunda relaciones de combustión conjunta, respectivamente. En otras palabras, la relación de combustión conjunta global es indicativa de las cantidades relativas de combustible fósil y combustible de diseño alimentadas al sistema de combustión 100 que finalmente son utilizados por el sistema de combustión para generar energía. En algunas realizaciones, la relación de combustión conjunta global varía mientras se mantienen los valores fijos de la primera relación de combustión conjunta y la segunda relación de combustión conjunta. En algunas realizaciones, se varía la relación de combustión conjunta general, variando una característica de entrada de al menos dos del primer combustible de diseño 104a, el primer combustible fósil 102a, el segundo combustible de diseño 104b, y el segundo combustible fósil 102b, tal que la primera relación de combustión conjunta y la segunda relación de combustión conjunta no cambien. En algunas realizaciones, la característica de entrada variada del combustible es uno o más del peso del combustible (por ejemplo, en toneladas métricas), la tasa de suministro del combustible (por ejemplo, en toneladas por año) y el valor calorífico del combustible (por ejemplo, en millones de unidades térmicas británicas, o MMBtu). En algunas realizaciones, dos o más de las fuentes de combustible fósil 102a-b, las fuentes de combustible de diseño 104a-b, y las unidades de tratamiento 108a-b cooperan para variar la relación de combustión conjunta de modo que la primera relación de combustión conjunta y la segunda relación de combustión conjunta no cambien.

En algunas realizaciones, las primera y segunda relaciones de combustión conjunta de combustible de diseño son independientemente aproximadamente 0 %, aproximadamente 5 %, aproximadamente 6 %, aproximadamente 7 %, aproximadamente 8 %, aproximadamente 9 %, aproximadamente 10 %, aproximadamente 11 %, aproximadamente 12 %, aproximadamente 13 %, aproximadamente 14 %, aproximadamente 15 %, aproximadamente 16 %, aproximadamente 17 %, aproximadamente 18 %, aproximadamente 19 %, aproximadamente 20 %, aproximadamente 25 %, aproximadamente 30 %, aproximadamente 31 %, aproximadamente 32 %, aproximadamente 33 %, aproximadamente 34 %, aproximadamente 35 %, aproximadamente 36 %, aproximadamente 37 %, aproximadamente 38 %, aproximadamente 39 %, aproximadamente 40 %, aproximadamente 41 %, aproximadamente 42 %, aproximadamente 43 %, aproximadamente 44 %,

aproximadamente 45 %, aproximadamente 46 %, aproximadamente 47 %, aproximadamente 48 %, aproximadamente 49 %, aproximadamente 50 %, aproximadamente 51 %, aproximadamente 52 %, aproximadamente 53 %, aproximadamente 54 %, aproximadamente 55 %, aproximadamente 56 %, aproximadamente 57 %, aproximadamente 58 %, aproximadamente 58 %, aproximadamente 60 %, aproximadamente 61 %, aproximadamente 62 %, aproximadamente 63 %, aproximadamente 64 %, aproximadamente 65 %, aproximadamente 66 %, aproximadamente 67 %, aproximadamente 68 %, aproximadamente 69 %, aproximadamente 70 %, aproximadamente 75 %, aproximadamente 80 %, aproximadamente 85 %, aproximadamente 90 %, aproximadamente 95 % o aproximadamente 100 %. En algunas realizaciones, el sistema de combustión 100 es operable para lograr una relación de combustión conjunta global de combustible de diseño de aproximadamente 0 %, aproximadamente 5 %, aproximadamente 10 %, aproximadamente 15 %, aproximadamente 20 %, aproximadamente 21 %, aproximadamente 22 %, aproximadamente 23 %, aproximadamente 24 %, aproximadamente 25 %, aproximadamente 26 %, aproximadamente 27 %, aproximadamente 28 %, aproximadamente 29 %, aproximadamente 30 %, aproximadamente 35 %, aproximadamente 40 %, aproximadamente 45 %, aproximadamente 50 %, aproximadamente 55 %, aproximadamente 60 %, aproximadamente 65 %, aproximadamente 70 %, aproximadamente 75 %, aproximadamente 80 %, aproximadamente 85 %, aproximadamente 90 %, aproximadamente 95 %, o aproximadamente 100 %, y todos los intervalos y subintervalos entre los mismos. A menos que se especifique otra cosa, la relación de combustión conjunta se refiere a una relación de combustibles sometidos a ingeniería a combustible total (es decir, combustibles sometidos a ingeniería y combustibles fósiles).

En algunas realizaciones, la primera unidad de tratamiento 108a es operable en un modo de combustión conjunta, donde la unidad de tratamiento muele por separado el primer combustible fósil 102a y el primer combustible de diseño 104a, seguido de suministro por separado de cada combustible a un puerto diferente de la cámara de combustión 112, a través de un conducto adecuado, por ejemplo. La FIG. 2A ilustra un ejemplo no limitante de un enfoque de combustión conjunta donde la primera unidad de tratamiento 208a comprende un pulverizador de carbón 214 que suministra una corriente combinada de combustible de diseño 204a y carbón 202a a un puerto de entrada o boquilla 218a de la cámara de combustión 212. La primera unidad de tratamiento 208a también incluye compresores 216a, b para proporcionar gas portador para transportar la corriente de combustible combinada a la cámara de combustión 212. En algunas realizaciones, tal como en una configuración de caldera comercial, los compresores 216a, b puede ser un solo ventilador de tiro indirecto común (ventilador ID) con divisores de flujo para dividir el gas portador en diferentes líneas de suministro de combustible y en flujos de aire primario y secundario de la cámara de combustión 212, tal como la boquilla 218a, por ejemplo.

En algunas realizaciones, la primera unidad de tratamiento 108a es operable en un modo de combustión conjunta donde la unidad de tratamiento llena el primer combustible fósil 102a y el primer combustible de diseño 104a para suministro combinado a la cámara de combustión 112. La FIG. 2B ilustra un ejemplo no limitante de un enfoque de combustión conjunta en donde la primera unidad de tratamiento 208a comprende un pulverizador de carbón 214 que suministra el carbón 202a a la boquilla 218b de la cámara de combustión 212, y también suministra combustible de diseño 204a sin procesamiento sustancial a la boquilla 218a. La primera unidad de tratamiento 208a también incluye compresores 216a-d que proporcionan gas portador para transportar los combustibles 202a, 204a a la cámara de combustión 212. Como se discutió anteriormente para la FIG. 2A, en algunas realizaciones, los compresores 216a-d pueden ser un único ventilador ID común con divisores de flujo para dividir el gas portador en diferentes líneas de suministro de combustible y en las boquillas 218a, b.

La FIG. 2C ilustra otra realización no limitante de un sistema de alimentación de combustible de la primera unidad de tratamiento 208a, aplicable a cualquiera de las realizaciones ilustradas en las FIGS. 2A-B. El combustible de diseño 204a se suministra en forma granulada o pulverizada a la unidad de tratamiento 208a, y se almacena en un depósito de combustible 220 de la primera unidad de tratamiento. Un transportador 224 transporta el combustible de diseño 204a a un medidor de flujo másico 228 antes de alimentarlo a la sección 232 de cuello de cisne del pulverizador de carbón 214 por succión de aire. En algunas realizaciones, el pulverizador de carbón 214 funciona solo con flujo de aire (sin carbón), y en otras realizaciones, el pulverizador de carbón recibe una alimentación mínima de carbón (por ejemplo, 20 % de la capacidad del molino).

En algunas realizaciones, el combustible de diseño puede suministrarse en forma densificada y alimentarse a la tubería de alimentación de carbón. En otras realizaciones más, el combustible de diseño granulada o pulverizado puede alimentarse al lado del extractor del molino. En algunas realizaciones la alimentación de combustible de diseño anterior se aplica a uno de los molinos de carbón existentes, y en otras realizaciones, la alimentación de combustible de diseño se implementa en cada molino; cada molino puede tener las mismas o diferentes relaciones de combustión conjunta.

En algunas realizaciones, la primera unidad de tratamiento 108a es operable para la cogasificación del primer combustible 102a y el primer combustible de diseño 104b para generar gas de síntesis para suministro al quemador 112. Aunque se describe con respecto a la primera unidad de tratamiento 108a, se entiende que algunas o todas estas operaciones pueden realizarse adicional o alternativamente por la segunda unidad de tratamiento 108b. En algunas realizaciones, la primera unidad de tratamiento 108a muele por separado o muele conjuntamente el primer combustible fósil 102a y el primer combustible de diseño 104a para suministro por separado a la cámara de

combustión 112, mientras que la segunda unidad de tratamiento 108b comprende un gasificador que cogasifica el segundo combustible fósil 102b y el segundo combustible de diseño 104b para producir gas de síntesis para suministro a la cámara de combustión 112.

5 La cámara de combustión o reactor de combustión 112 es operable la combustión de uno o más combustibles recibidos de las unidades de tratamiento 108a, b, aunque otras fuentes de combustible y diversos componentes de combustión tales como aire, sorbente seco, etc. están dentro del ámbito de la invención. La cámara de combustión 112 puede diseñarse de cualquier manera adecuada conocida en la técnica, incluso como cámara de combustión de lecho fijo, cámara de combustión de lecho fluidizado de burbujeo, turbulencia o circulación, y una cámara de combustión de combustible pulverizado. La cámara de combustión 112 puede comprender una zona de combustión primaria, una zona de sobrecombustión, una zona de recombustión, y una zona de convección. En algunas realizaciones, la cámara de combustión 112 es un horno y el calor generado se pasa a un generador separado (no mostrado) para recuperación de calor y la generación de vapor. En algunas realizaciones, la cámara de combustión 112 es una caldera y genera vapor para alimentar una turbina de vapor, generando así electricidad.

15 En algunas realizaciones, la cámara de combustión 112 recibe combustible fósil y combustible de diseño de una o más de las unidades de tratamiento 108a, b, y es operable para combustión conjunta de los combustibles recibidos en la zona de combustión primaria. En algunas realizaciones, la cámara de combustión 112 recibe combustible fósil, combustible de diseño y gas de síntesis de una o más de las unidades de tratamiento 108a, b, y es operable para quemar conjuntamente los combustibles recibidos en la zona de combustión primaria, y es operable además para quemar el gas de síntesis recibido en la zona de recombustión.

25 En algunas realizaciones, la cámara de combustión 112 recibe combustible fósil y combustible de diseño de una o más de las unidades de tratamiento 108a, b, y es operable para combustión conjunta de los combustibles recibidos en la zona de combustión primaria. En algunas realizaciones, la cámara de combustión 112 recibe combustible fósil, combustible de diseño y gas de síntesis de una o más de las unidades de tratamiento 108a, b, y es operable para quemar conjuntamente los combustibles recibidos en la zona de combustión primaria, y es operable además para quemar el gas de síntesis recibido en la zona de recombustión.

30 Las realizaciones de la presente invención proporcionan un proceso de combustión conjunta que tiene la capacidad de reducir las emisiones a la atmósfera de la combustión conjunta de combustibles sometidos a ingeniería (por ejemplo, derivados de MSW) y combustibles fósiles tales como carbón, eliminando o reduciendo sustancialmente la necesidad de tecnologías de tratamiento de gases de combustión convencionales y costosas tales como FGD y SCR.

35 Las realizaciones de la presente invención proporcionan un proceso de combustión conjunta de un sistema de combustión 100 con una relación de combustión conjunta global que puede variar en un amplio intervalo sin efecto, o con un mínimo aceptable, en la operación de componentes individuales del sistema. En otras palabras, la presente invención es operable para variar la relación global de combustión conjunta de un sistema de combustión 100 en un amplio intervalo mientras que las unidades de tratamiento 108a, b todavía pueden operar a primera y segunda relaciones de combustión conjunta que sean constantes y óptimas, independientemente de la relación de combustión conjunta general. En algunas realizaciones, la relación de combustión conjunta global del sistema 100 se puede variar para cumplir con los estándares regulatorios y/o contables (por ejemplo, establecidos por la EPA) que distinguen entre emisiones de CO₂ de combustión de fuentes biogénicas (por ejemplo, combustibles sometidos a ingeniería derivados de biomasa) en comparación con la combustión de combustibles fósiles, que no son biogénicos.

50 Las realizaciones de la presente invención proporcionan un proceso de combustión conjunta que aprovecha y beneficia la interacción entre combustibles de diferente origen y características. Según realizaciones de la invención, una pequeña cantidad de combustible de diseño, especialmente formulado y producido para ser adecuado para condiciones de combustión oxidante fuerte, se quema conjuntamente directamente con carbón en una caldera de carbón existente. La relación de combustión conjunta resultante es suficientemente baja (por ejemplo, $\leq 5-10\%$) para garantizar una operación de combustión conjunta segura y sin problemas, pero suficiente para permitir que el combustible de diseño también actúe como transportador de reactivos de reducción de emisiones. De esta manera, el combustible de diseño cumple múltiples funciones, concretamente, valor de combustible renovable, promotor de combustión de carbón debido al alto contenido volátil (que permite que la caldera de carbón baje su temperatura sin reducir la conversión de carbono mientras disminuye la producción de NO_x), emisión atmosférica y sistema de control de corrosión reactivos o aditivos portadores. Dado que la relación de combustión conjunta puede ser suficientemente baja, los riesgos asociados con la variación en la calidad y el suministro de combustible se mitigan eficazmente.

60 Según realizaciones de la presente invención, una unidad de tratamiento que es una unidad de combustión conjunta tal como un gasificador, cámara de combustión o caldera se opera con una mezcla de carbón y combustible de diseño a una relación de combustión conjunta constante relativamente alta pero óptimamente determinada (es decir, 50-70 % del combustible de diseño). Al quemar conjuntamente o cogasificar el combustible de diseño y el carbón en esta unidad de combustión conjunta, los problemas generalmente asociados con los combustibles de ingeniería basados en biomasa se mitigan sustancialmente. Por su propia naturaleza, la ceniza de biomasa puede contener

una mayor cantidad de compuestos alcalinos, especialmente NaCl y KCl, que son problemáticos debido a su baja temperatura de fusión, formación de depósitos corrosivos y reacción con hierro para liberar cloruro elemental (Cl_2). La ceniza de carbón tiene características significativamente diferentes a la ceniza de biomasa, conteniendo normalmente alta temperatura de fusión y silicatos de aluminio estables. Las cenizas de carbón pueden retener

5 elementos liberados de las cenizas de biomasa para formar compuestos térmicamente estables y, por tanto, mitigar los problemas encontrados cuando la biomasa se quema sola.

Las realizaciones de la invención proporcionan un proceso de combustión conjunta en donde un combustible de diseño especialmente optimizado para su aplicación en entornos reductores (es decir, libre o carente de oxígeno) y

10 otro combustible de diseño especialmente optimizado para su aplicación en entornos oxidantes se queman conjuntamente por separado con carbón en un entorno reductor (por ejemplo, cuando una de las unidades de tratamiento 108a, b comprende un gasificador) y un entorno oxidante (por ejemplo, la cámara de combustión 112). Los dos combustibles sometidos a ingeniería con características distintivas pueden tener características físicas y/o químicas que mejor se adapten a sus aplicaciones específicas.

Según un aspecto de la presente invención, el combustible de diseño optimizado especialmente para un entorno reductor, tal como durante gasificación (por ejemplo, el combustible de diseño 104b), puede tener mayor nitrógeno combustible, para producir más amoníaco, que luego se usa como agente reductor de NO_x en la cámara de combustión. Este "combustible de diseño adecuado para entorno reductor" también puede tener mayor humedad

20 para producir más metano, que aumentaría el valor calorífico del gas de síntesis para beneficiar el rendimiento de la combustión corriente abajo en la cámara de combustión 112. El combustible de diseño adecuado para entorno reductor puede contener diferentes tipos y cantidades de sorbentes seleccionados para lograr la mejor reactividad con compuestos de emisión producidos en el entorno reductor (por ejemplo, azufre de combustible a H_2S en lugar de SO_2 y nitrógeno del combustible a NH_3 en lugar de NO_x en condiciones oxidantes). El combustible de diseño

25 adecuado para entorno reductor también puede contener aditivos para mejorar sus características de ceniza tales como temperatura de fusión, y aditivos para promover el craqueo catalítico de alquitranes. Dado que la gasificación generalmente opera a una temperatura más baja, especialmente cuando se cogasifica con combustible de diseño, la selección del sorbente de control de emisiones atmosféricas, eficacia del sorbente y estabilidad térmica pueden mejorarse considerablemente. Además, la gasificación produce niveles más bajos de gases de combustión que la

30 combustión, puede conseguirse una retirada eficaz de cenizas para reducir las emisiones de PM.

Según realizaciones de la invención, el combustible de diseño especialmente optimizado para combustión (por ejemplo, combustible de diseño 104a) puede contener poco nitrógeno de combustible y/o menor humedad para reducir la generación de NO_x y aumentar la eficacia de combustión. Además de los reactivos seleccionados para

35 reducción de emisiones de SO_2 , SO_3 y HCl, el "combustible de diseño adecuado para entorno oxidante" también puede contener reactivo para producir agente reductor de NO_x o promover reducción térmica de NO_x . En algunas realizaciones, se utilizan los mismos sorbentes y aditivos para los combustibles sometidos a ingeniería adecuados para entorno tanto reductor como oxidante, y las cantidades o contenidos respectivos de estos sorbentes o aditivos se pueden variar de forma independiente para cada combustible de diseño a fin de hacer la mejor y máxima

40 utilización de estos sorbentes y aditivos.

En algunas realizaciones, la presente invención proporciona un proceso de combustión conjunta que alcanza la máxima eficiencia de conversión de energía posible de combustibles sometidos a ingeniería basados en biomasa de

45 calidad inferior. En lugar de quemar simplemente la biomasa de baja calidad o los combustibles basados en residuos en una cámara de combustión tradicional que tiene una eficacia de generación eléctrica típica de aproximadamente 20 % por una turbina de vapor, algunas realizaciones de la invención resultan en una eficacia de generación de energía de aproximadamente 30 %, de aproximadamente 31 %, de aproximadamente 32 %, de aproximadamente 33 %, de aproximadamente 34 %, de aproximadamente 35 %, o cerca de aproximadamente 40 %, y todos los intervalos y subintervalos entre los mismos. En algunas realizaciones, La caldera es un generador de vapor/caldera

50 supercrítico, y alcanza una eficacia de generación de energía cercana a aproximadamente 40 %. Según algunas realizaciones de la presente invención, la retirada de los compuestos de cloro y azufre durante la cogasificación y combustión conjunta reduce sustancialmente el riesgo de corrosión en el fuego asociada con combustibles sometidos a ingeniería que contienen biomasa (generalmente de baja calidad y alto contenido de cloro) y, por tanto, permite que la caldera de vapor funcione en las mismas condiciones de vapor que calderas de carbón de que tienen

55 una tasa térmica típica de 11 GJ/MWh (o 34 % de eficacia).

La FIG. 3 ilustra una realización a modo de ejemplo de la presente invención. El sistema de combustión 300 comprende fuentes de carbón 302a-b, fuentes de combustible de diseño 304a-b, unidades de tratamiento 308a-b, y una cámara de combustión (caldera) 312. A menos que se indique otra cosa, se entiende que varios componentes

60 ilustrados en la FIG. 3 corresponden sustancialmente a componentes con nombres y referencias similares en la FIG. 1. Por ejemplo, las fuentes de carbón 302a-b corresponden a las fuentes de carbón 102a-b, y así sucesivamente.

La unidad de tratamiento 308b comprende un gasificador 324 que cogasifica un entorno reductor combustible de diseño 304b adecuado con carbón 302a en una segunda relación de combustión conjunta, independientemente de

65 la relación de combustión conjunta general del sistema 300. La segunda relación de combustión conjunta (también llamada relación de cogasificación en este caso) puede ser inferior a aproximadamente 70 %, ser aproximadamente

60 %, ser aproximadamente 50 %, ser aproximadamente 45 %, ser aproximadamente 40 %, ser aproximadamente 35 %, o ser aproximadamente 30 %. El gasificador 324 presenta características de operación confiables tales como excelente capacidad de manejo y procesamiento de materiales. Un gasificador a modo de ejemplo es un gasificador impulsado por tornillo sin fin instalado horizontalmente, tal como el desarrollado por ICM inc. de Wichita, Kansas. El combustible de diseño adecuado para entorno reductor 304b puede estar en forma suelta o densificada, y se mezcla previamente con carbón 302b mediante un mezclador 320 de la unidad de tratamiento 308b antes de alimentarse al gasificador 324. En algunas realizaciones, el carbón 302b y el combustible de diseño 304b adecuado para entorno reductor pueden alimentarse por separado al gasificador. Después de pasar por diferentes etapas de gasificación como se conoce en la técnica, incluyendo secado, desvolatilización, y oxidación de carbones, se produce un gas de síntesis compuesto principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono. En algunas realizaciones, el combustible de diseño adecuado para entorno reductor 304b contiene sorbentes apropiados con cantidades suficientes para reaccionar *in situ* con azufre y cloro contenidos tanto en el combustible de diseño cogasificante como en el carbón 302b. De esta manera, el producto de gas de síntesis está sustancialmente libre de H_2S y HCl , de modo que los problemas asociados con azufre y cloro, tales como emisión, corrosión y depósitos pueden eliminarse sustancialmente. El gas de síntesis, después de eliminar el polvo, si fuera necesario (no se muestra), se envía a la caldera 312 donde al menos una parte del gas de síntesis puede usarse como combustible de recombustión de NO_x . Además del gas de síntesis, la caldera 312 puede suministrarse con el combustible de diseño 304a y el carbón 302a en una primera relación de combustión conjunta predeterminada mediante la unidad de tratamiento 308a. La primera relación de combustión conjunta es menos de aproximadamente 5 %, menos de aproximadamente 8 %, menos de aproximadamente 10 %, o menos de aproximadamente 15 % en valor calorífico. De esta manera, los combustibles 302a, 304a puede premezclarse y molerse conjuntamente (por ejemplo, mediante el equipo de molienda 314 de la unidad de tratamiento 308a) y quemarse en la caldera 312. En algunas realizaciones, el combustible de diseño 304a puede molerse por separado (por ejemplo, mediante el equipo de molienda 318 de la unidad de tratamiento 308a), y luego mezclarse con el carbón 302a para quemarse en la caldera 312.

En alguna realización de la invención, como se ilustra en la FIG. 3, la cámara de combustión está configurada para ser una caldera de servicio 312. En algunas realizaciones, el proceso divulgado también se puede aplicar a otras aplicaciones de combustión conjunta tales como cámaras de combustión de carbón en calcinaciones de calcio y hornos de producción de cemento, generadores de vapor para procesos (calderas industriales) o calefacción o refrigeración urbana.

En algunas realizaciones, el gasificador 324 puede ser una unidad de aire soplado. En algunas realizaciones, el gasificador puede funcionar con oxígeno y/o vapor. En algunas realizaciones, como se ilustra mejor en la FIG. 4, el gasificador 324 puede configurarse para comprender una zona de pirólisis 324a, una zona de gasificación 324b y una zona de combustión 324c sucesivamente. En estas realizaciones, puede suministrarse aire y/o vapor a diferentes zonas en diferentes condiciones de tasas, temperaturas, etc. (véanse las corrientes de oxidante 328a, 328b, y 328c en la FIG. 4).

Los siguientes ejemplos ilustran realizaciones de la invención, y no deben interpretarse como limitantes de esta divulgación en ámbito o espíritu a los procedimientos específicos descritos en este documento.

Ejemplos

Ejemplo de referencia 1

Se realiza una simulación de proceso por computadora utilizando el paquete de simulación de proceso Aspen Plus V7.2. Se usa un carbón que tiene las características enumeradas en la Tabla 1 (db: base seca; ar: según se recibe). El combustible de diseño puede formularse basado en una composición típica de residuos en una instalación avanzada de plataforma de procesamiento de material múltiple (MMPP) o en una instalación de recuperación de material tradicional (MRF). Los componentes residuales se basan en su composición en peso con respecto a papel, revista, papel prensa, cartulina, tejido, plásticos, biomasa leñosa, recortes de jardín y restos de comida, etc. El combustible de diseño se granula antes del análisis químico. Los resultados analíticos se enumeran en la Tabla 1 (columna 'EF'). En todos los ejemplos a continuación, las tasas de alimentación de carbón y EF se determinan basándose en una planta de energía de 400 MW supuesta con una tasa térmica promedio de 10,008 GJ/MWh, con una tasa de entrada térmica total de 7.999.855 GJ/h. En todas las simulaciones, se emplea tecnología de reciclaje de gases de combustión para controlar una temperatura constante de gases de combustión a 954 °C. En el caso de que se use un gasificador, la relación de equivalencia del aire se ajusta para mantener una temperatura de gas de síntesis constante a 760 °C. Los procesos tanto de gasificación como de combustión se simulan basándose en el método de minimización de energía libre de Gibbs. Todos los contaminantes de emisión atmosférica (NO_x , SO_2 , SO_3 , HCl , Cl_2) se proporcionan en correspondencia a 7 % de O_2 en gases de escape.

Tabla 1: Características del combustible

	Carbón	EF
Humedad	4,0	10

(continuación)

	Carbón	EF
Análisis aproximado		
Carbono fijo (db, % en peso)	53,4	16,2
Componentes volátiles (db, % en peso)	36,4	75,1
Ceniza (db, % en peso)	10,2	8,7
Análisis final		
Carbono (db, % en peso)	71,1	47,1
Hidrógeno (db, % en peso)	5,2	6,3
Nitrógeno (db, % en peso)	1,5	0,5
Azufre (db, % en peso)	2,0	0,17
Cloro (db, % en peso)	0,1	0,25
Oxígeno (db, % en peso)	9,9	36,98
Valor calorífico superior (ar, kJ/kg)	29.745	18.550

Ejemplo 1

- 5 Este ejemplo establece un caso de referencia en donde se quema 100 % de carbón en una caldera. La tasa de alimentación de carbón es 134.479 kg/h. La simulación proporcionó los siguientes resultados (Tabla 2), con todos los números de concentración correspondientes a 7 % de O₂ en el gas de escape. Cl₂ se da en ppb.

Tabla 2

Contaminante	Concentración en gas de escape, ppm	Tasa de emisión, kg/GJ
NO _x	158	0,088
SO ₂	1.037	1,225
SO ₃	54	0,080
HCl	49	0,033
Cl ₂	1,2	1,51E-06

10

Los resultados de la simulación demuestran que:

- El nivel potencial de emisión de NO_x es alto y, por tanto, requiere la instalación de tecnologías de control de emisiones de NO_x en las aplicaciones prácticas
- 15 • Los niveles de SO₂ y HCl son significativamente mayores que los límites de emisión establecidos en la Ley de Aire Limpio¹ - (30 ppm para SO₂ y 25 ppm para HCl, todo corregido a 7 % de O₂). Por tanto, el tratamiento de gases de escape después de la combustión, es decir, FGD, sería necesario para cumplir con esos límites.
1 Normas de rendimiento para grandes cámaras de combustión de residuos municipales cuya construcción se comenzó después del 20 de septiembre de 1994 o cuya modificación o reconstrucción se comenzó después del
20 19 de junio de 1996
- SO₃ es aproximadamente 54 ppm en el gas de escape que sale de la caldera, que hace que probablemente se produzcan todos los problemas relacionados con SO₃, es decir, corrosión del equipo corriente abajo y apilamiento de "pluma azul".
- 25 • Cl₂ estimado en el gas de escape es 1,2 ppb (partes por billón), que podría promover la producción de dioxinas y furanos.

30

Los resultados indican que el caso de referencia produciría aproximadamente 1.034.554 kg/h de vapor (a 513 °C y 8.894.237 Pa), o 3.492 GJ/h, que corresponde a una eficacia térmica del 87,3 % (en condiciones adiabáticas ideales).

Ejemplo 2

- En este ejemplo, el carbón se quema conjunta y directamente con combustible de diseño al 5 % (en base térmica) de manera premezclada. La velocidad de alimentación de carbón es 127.755 kg/h y la velocidad de alimentación de combustible de diseño es 10.782 kg/h. El combustible de diseño contiene sorbentes de reducción de azufre y cloro con cantidades calculadas en función del azufre y el cloro totales del carbón y del combustible de diseño. Como resultado, las concentraciones de SO₂, SO₃, HCl y Cl₂ en el gas de escape o las tasas de emisión potenciales se reducen significativamente en comparación con el caso de referencia anterior (Ejemplo 1), como se muestra en la Tabla 3, con todos los números de concentración correspondientes a 7 % de O₂ en gas de escape y Cl₂ se da en ppb. Con respecto a NO_x, solo hay una reducción de 2 %, probable porque solo 5 % de combustible de diseño con bajo contenido de nitrógeno se quema conjuntamente. Dado que Cl₂ está sustancialmente exento, la formación de

dioxinas/furanos también se reducirá en gran medida por combustión conjunta del combustible de diseño con carbón.

El combustible de diseño quemado conjunta y directamente que contiene aproximadamente 5 % de sorbentes puede reducir sustancialmente las emisiones de contaminantes del aire, pero la relación de combustión conjunta es limitada (es decir, ≤ 5 % en base térmica). Esto limita en gran medida el uso de combustible de diseño generado de forma renovable.

Tabla 3

Contaminante	Concentración en gas de escape, ppm	Tasa de emisión kg/GJ	Reducción respecto al caso de referencia, %
NO _x	155,5	0,086	1,9 %
SO ₂	0,4	0,0004	100,0 %
SO ₃	0,0	0,000	100,0 %
HCl	0,1	0,000	99,9 %
Cl ₂	0,0	1,94E-12	100,0 %

La combustión conjunta no tiene ningún efecto adverso notable en la eficacia de la caldera. Se estima que se podrían generar aproximadamente 1.052.962 kg/h de vapor (a 513 °C y 8.894.237 Pa), o 3.554 GJ/h de vapor, que corresponde a una eficacia térmica del 88,9 % (en condiciones adiabáticas ideales).

Ejemplo 3

En este ejemplo, el carbón se quema conjunta e indirectamente con 30 % de combustible de diseño (en base térmica). Se suministran 94.135 kg/h de carbón a la cámara de combustión con reciclaje de gas de escape para controlar la temperatura de los gases de combustión a 954 °C. El combustible de diseño, a 64.693 kg/h, se suministra a un gasificador con una relación de equivalencia de aire controlada para mantener una temperatura de gas de síntesis de 760 °C. El combustible de diseño contiene sorbentes de reducción de azufre y cloro con cantidades calculadas basadas en azufre y cloro contenidos en el combustible de diseño, y basadas en una relación estequiométrica predeterminada. Los resultados se enumeran en la Tabla 4, con todos los números de concentración correspondientes a 7 % de O₂ en gas de escape y Cl₂ se da en ppb.

Las concentraciones de SO₂, SO₃, HCl y Cl₂ en el gas de escape o las tasas potenciales de emisión se reducen en 29,7 %, 26,6 %, 42,3 % y 74,1 %, respectivamente, en comparación con el caso de referencia del Ejemplo 1. NO_x se reduce en 14,2 % debido a una mayor relación de combustión conjunta.

Tabla 4

Contaminante	Concentración en gas de escape, ppm	Tasa de emisión kg/GJ	Reducción respecto al caso de referencia, %
NO _x	139,9	0.076	14,2 %
SO ₂	750,7	0.861	29,7 %
SO ₃	41,0	0.059	26,6 %
HCl	29,3	0.019	42,3 %
Cl ₂	0,3	3,90E-07	74,1 %

La simulación indicó que la combustión conjunta no tiene un efecto adverso notable en la eficacia de la caldera. Se estima que se podrían generar aproximadamente 1.040.827 kg/h de vapor (a 513 °C y 8.894.237 Pa), o 3.514 GJ/h de vapor, que corresponde a una eficiencia térmica del 87,8 % (en condiciones adiabáticas ideales).

La combustión conjunta indirecta con sorbente que contiene combustible de diseño tiene el potencial de reducir las emisiones atmosféricas, pero los beneficios son limitados porque es posible que no pueda controlar las emisiones atmosféricas eficazmente desde la cámara de combustión principal.

Ejemplo 4

En este ejemplo, 78.618 kg/carbón y 6.635 kg/h de combustible de diseño adecuado para entorno oxidante (EF-O) (es decir, 5 % de combustible de diseño en base térmica) se queman conjunta y directamente en la cámara de combustión principal, y 15.517 kg/h de carbón y 58.058 kg/h de combustible de diseño adecuado para entorno reductor (EF-R) (es decir, 70 % de combustible de diseño en base térmica) se cogasifican en un gasificador

separado (véase la Figura 4). Esto presenta una relación de combustión conjunta global de aproximadamente 30 % (en base térmica).

- La temperatura de los gases de combustión de la cámara de combustión se controla a 954 °C con reciclaje de gas de escape, y la temperatura del gasificador se controla a 760 °C controlando la equivalencia de aire. El combustible de diseño EF-O contiene sorbentes de reducción de azufre y cloro más adecuados para condiciones oxidantes con cantidades calculadas basadas en azufre y cloro totales contenidos en el combustible de diseño EF-O y se quema conjuntamente carbón basándose en una relación estequiométrica predeterminada. El combustible de diseño EF-R contiene sorbentes de reducción de azufre y cloro más adecuados para condiciones reductoras con cantidades calculadas basadas en azufre y cloro totales contenidos en el combustible de diseño EF-R y se cogasifica carbón basándose en otra relación estequiométrica predeterminada. Los resultados de la simulación se enumeran en la Tabla 5, con todos los números de concentración correspondientes a 7 % de O₂ en gas de escape y Cl₂ se da en ppb.
- Como resultado, las concentraciones de SO₂, SO₃, HCl y Cl₂ en el gas de escape, o las tasas potenciales de emisión se reducen en casi 100 %, respectivamente, comparadas con el caso de referencia (Ejemplo 1). La reducción de NO_x es aproximadamente 10,5 %.

Tabla 5

Contaminante	Concentración en gas de escape, ppm	Tasa de emisión kg/GJ	Reducción respecto al caso de referencia, %
NO _x	146,5	0,079	10,5 %
SO ₂	0,4	0,0004	100,0 %
SO ₃	0,0	0,000	100,0 %
HCl	0,1	0,000	99,9 %
Cl ₂	0,0	1,83E-12	100,0 %

Los resultados indican que la combustión conjunta no tiene efecto adverso notable en la eficacia de la caldera. Se estima que se podrían generar aproximadamente 1.039.509 kg/h de vapor (a 513 °C y 8.894.237 Pa), o 3.509 GJ/h de vapor, que corresponde a una eficiencia térmica del 87,7 % (en condiciones adiabáticas ideales).

Ejemplo 5

En este ejemplo, 58.964 kg/carbón y 4976 kg/h de combustible de diseño adecuado para entorno oxidante (EF-O) (es decir, 5 % de combustible de diseño en base térmica) se queman conjunta y directamente en la cámara de combustión principal, y 21.723 kg/h de carbón y 81.281 kg/h de combustible de diseño (EF-R) (es decir, 70 % de combustible de diseño en base térmica) se cogasifica en un gasificador separado (véanse las FIGS. 3-4). Esto presenta una relación de combustión conjunta global de 40 % (en base térmica) con la primera relación de combustión conjunta y la segunda relación de combustión conjunta sin cambios sustanciales del Ejemplo 4.

La temperatura de la cámara de combustión se controla a 954 °C con reciclaje de gas de escape, y la temperatura del gasificador se controla a 760 °C controlando la equivalencia de aire. El combustible de diseño EF-O contiene sorbentes de reducción de azufre y cloro más adecuados para condiciones oxidantes con cantidades calculadas basadas en azufre y cloro totales contenidos en el combustible de diseño EF-O y se quema conjuntamente carbón basándose en una relación estequiométrica predeterminada. El combustible de diseño EF-R contiene sorbentes de reducción de azufre y cloro más adecuados para condiciones reductoras con cantidades calculadas basadas en azufre y cloro totales contenidos en el combustible de diseño EF-R y se cogasifica carbón basándose en otra relación estequiométrica predeterminada. Los resultados de la simulación se enumeran en la Tabla 6, con todos los números de concentración correspondientes a 7 % de O₂ en gas de escape y Cl₂ se da en ppb.

Como resultado, las concentraciones de SO₂, SO₃, HCl y Cl₂ en el gas de escape, o las tasas potenciales de emisión se reducen en casi 100 %, respectivamente, comparadas con el caso de referencia anterior (Ejemplo 1). La reducción de NO_x se incrementa a 14,4 %.

Tabla 6

Contaminante	Concentración en gas de escape, ppm	Tasa de emisión kg/GJ	Reducción respecto al caso de referencia, %
NO _x	142,2	0,075	14,4 %
SO ₂	0,4	0,0004	100,0 %
SO ₃	0,0	0,000	100,0 %

(continuación)

HCl	0,1	0,000	99,9 %
Cl ₂	0,0	1,80E-12	100,0 %

La simulación indicó que aumentando la relación de combustión conjunta hay un ligero efecto en la eficacia de la caldera. Se estima que se podrían generar aproximadamente 1.034.180 kg/h de vapor (a 513 °C y 8.894.237 Pa), o 3.490 GJ/h de vapor, que corresponde a una eficiencia térmica del 87,3 % (en condiciones adiabáticas ideales).

Ejemplo 6

En este ejemplo, 39.309 kg/carbón y 3.318 kg/h de combustible de diseño adecuado para entorno oxidante (EF-O) (es decir, 5 % de combustible de diseño en base térmica) se queman conjunta y directamente en la cámara de combustión principal, y 27.930 kg/h de carbón y 104.504 kg/h de combustible de diseño adecuado para entorno reductor (EF-R) (es decir, 70 % de combustible de diseño en base térmica) se cogasifica en un gasificador separado (véanse las FIGS. 3-4). Esto presenta una relación de combustión conjunta global de 50 % (en base térmica), manteniéndose la primera relación de combustión conjunta y la segunda relación de combustión conjunta sustancialmente sin cambios del Ejemplo 4.

La temperatura de la cámara de combustión se controla a 954 °C con reciclaje de gas de escape, y la temperatura del gasificador se controla a 760 °C controlando la equivalencia de aire. El combustible de diseño EF-O contiene sorbentes de reducción de azufre y cloro más adecuados para condiciones oxidantes con cantidades calculadas basadas en azufre y cloro totales contenidos en el combustible de diseño EF-O y se quema conjuntamente carbón basándose en una relación estequiométrica predeterminada. El combustible de diseño EF-R contiene sorbentes de reducción de azufre y cloro más adecuados para condiciones reductoras con cantidades calculadas basadas en azufre y cloro totales contenidos en el combustible de diseño EF-R y se cogasifica carbón basándose en otra relación estequiométrica predeterminada. Los resultados de la simulación se enumeran en la Tabla 7, con todos los números de concentración correspondientes a 7 % de O₂ en gas de escape y Cl₂ se da en ppb.

Como resultado, las concentraciones de SO₂, SO₃, HCl y Cl₂ en el gas de escape, o las tasas potenciales de emisión se reducen en casi 100 %, respectivamente, comparadas con el caso de referencia anterior (Ejemplo 1). La reducción de NO_x aumenta a 17,8 % debido a la alta relación de combustión conjunta.

Tabla 7

Contaminante	Concentración en gas de escape, ppm	Tasa de emisión kg/GJ	Reducción respecto al caso de referencia, %
NO _x	138,4	0,072	17,8 %
SO ₂	0,5	0,0004	100,0 %
SO ₃	0,0	0,000	100,0 %
HCl	0,1	0,000	99,9 %
Cl ₂	0,0	1,74E-12	100,0 %

La simulación indicó que aumentando la relación de combustión conjunta hay un ligero efecto en la eficacia de la caldera. Se estima que se podrían generar aproximadamente 1.028.586 kg/h de vapor (a 513 °C y 8.894.237 Pa), o 3.472 GJ/h de vapor, que corresponde a una eficiencia térmica del 86,8 % (en condiciones adiabáticas ideales).

Como se indica en estos ejemplos, las realizaciones de la presente invención controlan y reducen eficazmente las emisiones atmosféricas tanto del combustible de diseño como del carbón, tanto de la cámara de combustión principal como del gasificador o cámara de combustión secundario. Controlar y reducir las emisiones tanto de los combustibles de combustión conjunta como de ambos reactores reduce en gran medida las emisiones atmosféricas, corrosión del equipo y problema de opacidad de apilamiento (o pluma azul). Permite eliminar o minimizar los costes asociados con las tecnologías convencionales, costosas de tratamiento de gases de combustión tales como FGD y SCR, produciendo importantes beneficios medioambientales y económicos.

Para lograr estos resultados, la cámara de combustión o caldera principal puede operar a una primera relación de combustión conjunta baja, aceptable, y constante, y la unidad secundaria (gasificador o cámara de combustión) también puede operar a una segunda relación de combustión conjunta constante y aceptable, independientemente de la relación de combustión conjunta general, que puede variarse en un amplio intervalo sin afectar a las operaciones tanto de la cámara de combustión principal como del segundo gasificador o cámara de combustión. Las realizaciones de la presente invención son ventajosas para no limitar la relación de combustión conjunta global del sistema de combustión, mientras controla y reduce las emisiones.

REIVINDICACIONES

1. Un método para variar una relación de combustión conjunta global de un sistema de combustión (300), que comprende:

introducir un primer combustible de diseño (304b) y un primer combustible fósil (302b) en un gasificador (324) en una primera relación de combustión conjunta; cogasificar el primer combustible de diseño (304b) y el primer combustible fósil (302b) para producir gas de síntesis;

introducir un segundo combustible de diseño (304a) y un segundo combustible fósil (302a) en una cámara de combustión (312) en una segunda relación de combustión conjunta;

introducir el gas de síntesis producido en la cámara de combustión (312); y

quemar conjuntamente el segundo combustible de diseño (304a), el segundo combustible fósil (302a) y el gas de síntesis producido;

y variar la relación de combustión conjunta global de la combustión variando una característica de entrada de al menos dos del primer combustible de diseño (304b), el primer combustible fósil (302b), el segundo combustible de diseño (304a) y el segundo combustible fósil (302a), en donde la primera relación de combustión conjunta y la segunda relación de combustión conjunta no cambian.

2. El método de la reivindicación 1, en donde la característica de entrada variada es una de peso, peso por unidad de tiempo, valor calorífico, y valor calorífico por unidad de tiempo.

3. El método de la reivindicación 1, en donde la relación de combustión conjunta global está en un intervalo de aproximadamente el 10 % a aproximadamente el 50 %.

4. El método de la reivindicación 1, en donde la segunda relación de combustión conjunta está en un intervalo de aproximadamente el 5 % a aproximadamente el 20 %.

5. El método de la reivindicación 1, en donde la primera relación de combustión conjunta está en un intervalo de aproximadamente el 30 % a aproximadamente el 70 %.

6. El método de la reivindicación 1, en donde el combustible fósil comprende una o más variedades de carbón.

7. El método de la reivindicación 6, en donde las una o más variedades de carbón se seleccionan del grupo que consiste en: antracita, lignito, carbón bituminoso, y sus mezclas.

8. El método de la reivindicación 1, en donde el primer combustible de diseño (304b) está optimizado para combustión en un entorno reductor, y donde el segundo combustible de diseño (304a) está optimizado para combustión en un entorno oxidante.

9. El método de la reivindicación 1, en donde al menos uno del primer combustible de diseño (304b) y el segundo combustible de diseño (304a) comprende uno o más sorbentes.

10. El método de la reivindicación 9, en donde el uno o más sorbentes se seleccionan del grupo que consiste en sesquicarbonato sódico (Trona), bicarbonato sódico, carbonato sódico, ferrita de cinc, ferrita de cinc y cobre, titanato de cinc, aluminato ferrita de cobre, aluminato de cobre, óxido de cobre y manganeso, níquel soportado sobre alúmina, óxido de cinc, óxido de hierro, cobre, óxido de cobre(I), óxido de cobre(II), caliza, cal, Fe, FeO, Fe₂O₃, Fe₃O₄, limaduras de hierro, CaCO₃, Ca(OH)₂, CaCO₃·MgO, CaMg₂(CH₃COO)₆, sílice, alúmina, caolín, caolinita, bauxita, ematilita, atapulgita, ceniza de carbón, cáscaras de huevo, montmorillonita Ca, acetato de calcio y magnesio, acetato de calcio, formiato de calcio, benzoato de calcio, propionato de calcio, y acetato de magnesio, y sus mezclas.

11. El método de la reivindicación 9, en donde el primer combustible de diseño (304b) comprende uno o más sorbentes, y en donde dicha cogasificación se lleva a cabo a una temperatura superior a la temperatura de sinterización de los uno o más sorbentes.

12. El método de la reivindicación 1, en donde la etapa de combustión conjunta comprende una de combustión conjunta directa y combustión conjunta indirecta.

13. El método de la reivindicación 1, en donde la cámara de combustión (312) es una caldera, en donde la combustión conjunta comprende:

quemar el segundo combustible de diseño (304a) y el segundo combustible fósil (302a) en una zona de combustión de la caldera; y

quemar el gas de síntesis en una zona de recombustión de la caldera.

14. El método de la reivindicación 1, en donde al menos uno del primer combustible de diseño (304b) y el segundo

combustible de diseño (304a) comprende uno o más aditivos.

15. El método de la reivindicación 1, en donde el primer combustible de diseño (304b) y el segundo combustible de diseño (304a) provienen parcial o totalmente de residuos residenciales y/o comerciales (MSW).

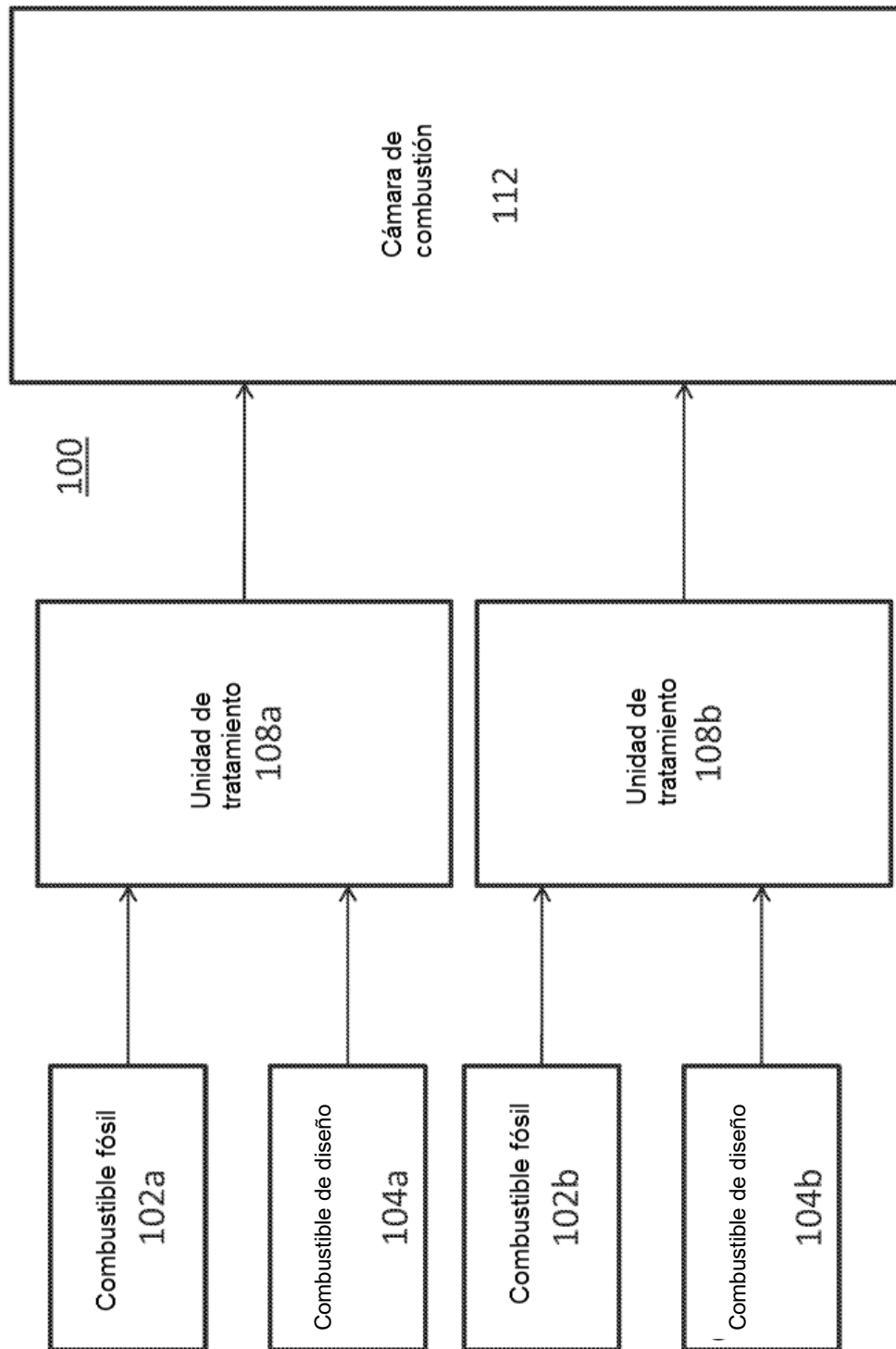


FIG. 1

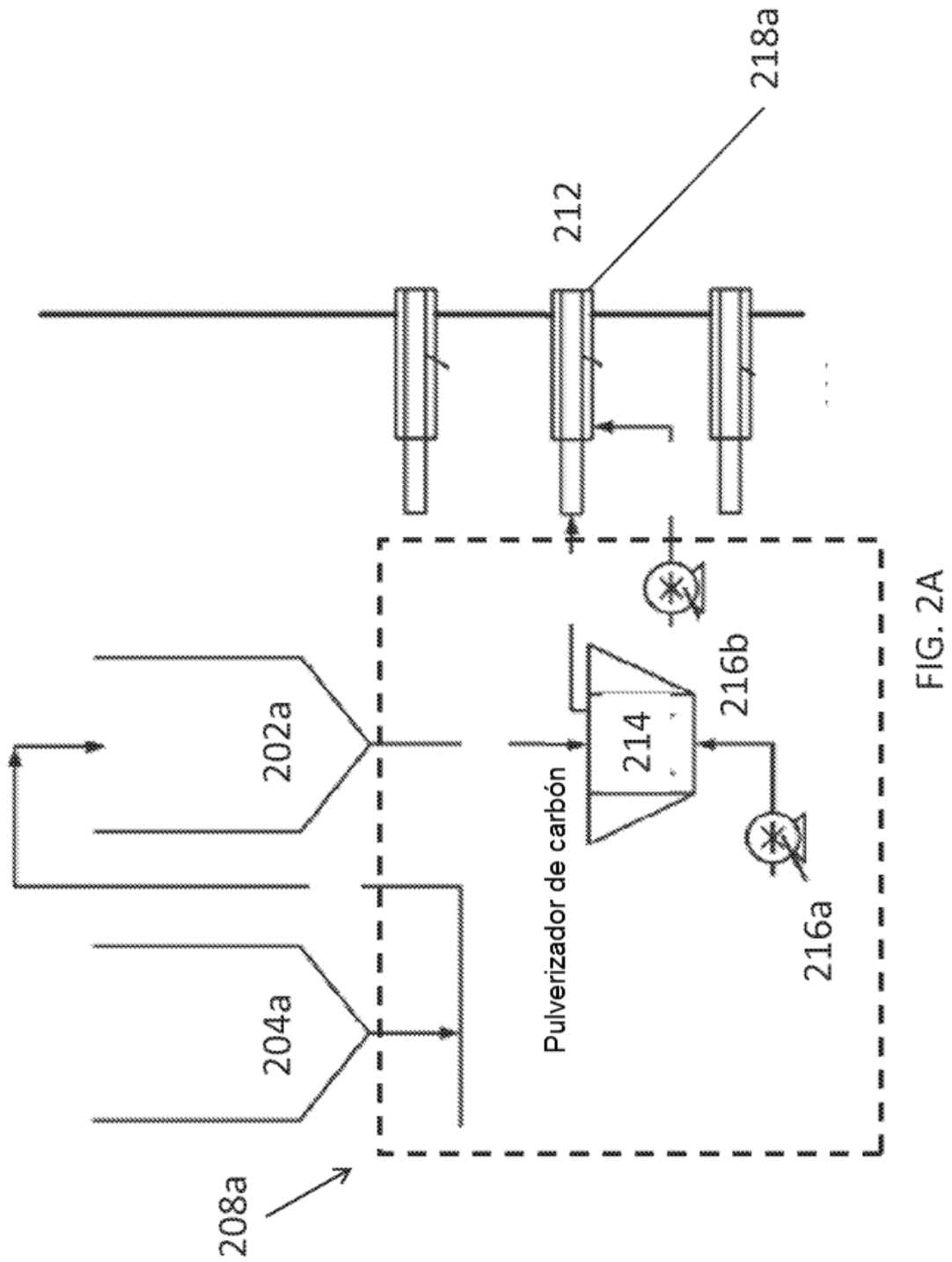


FIG. 2A

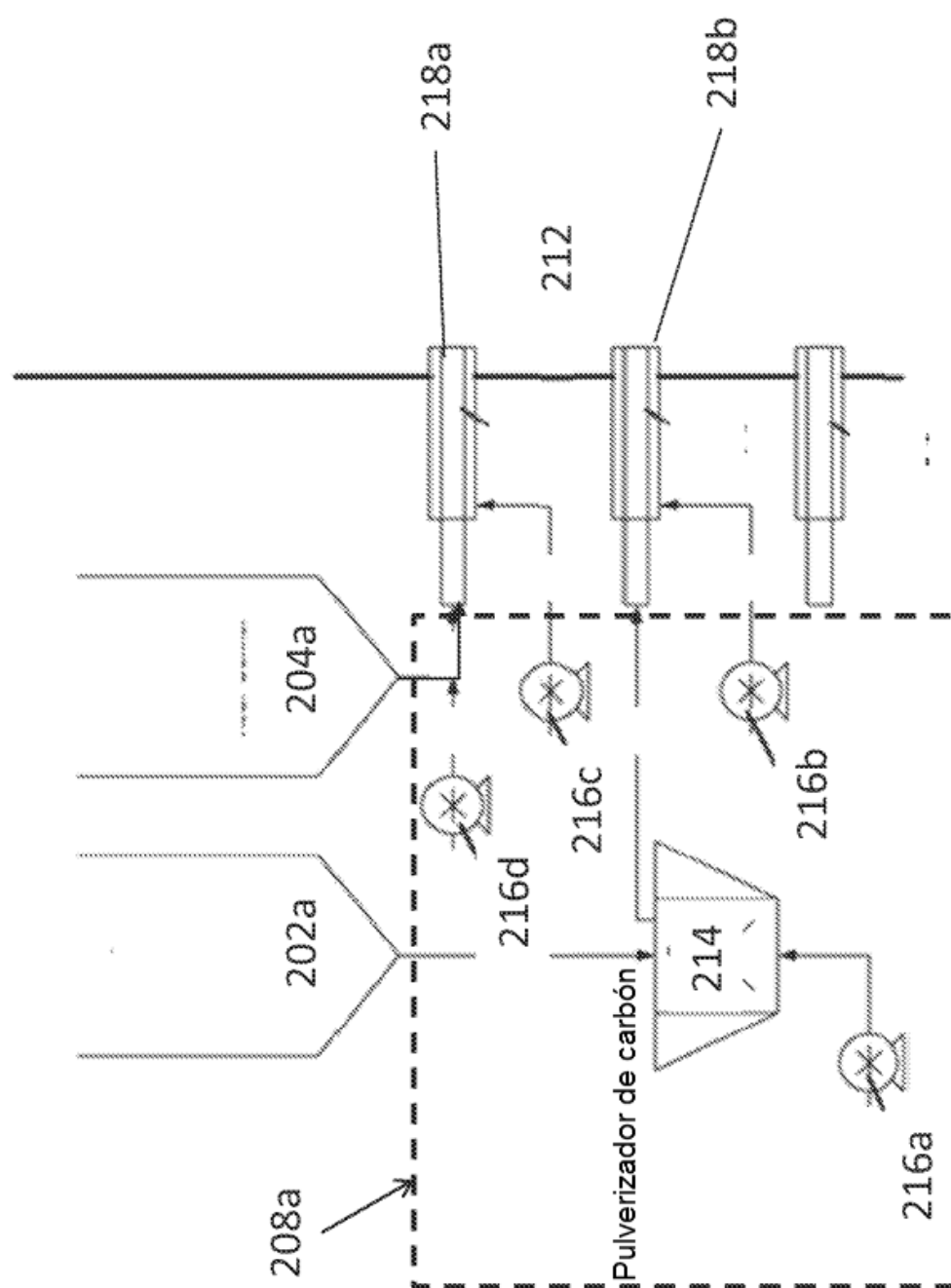


FIG. 2B

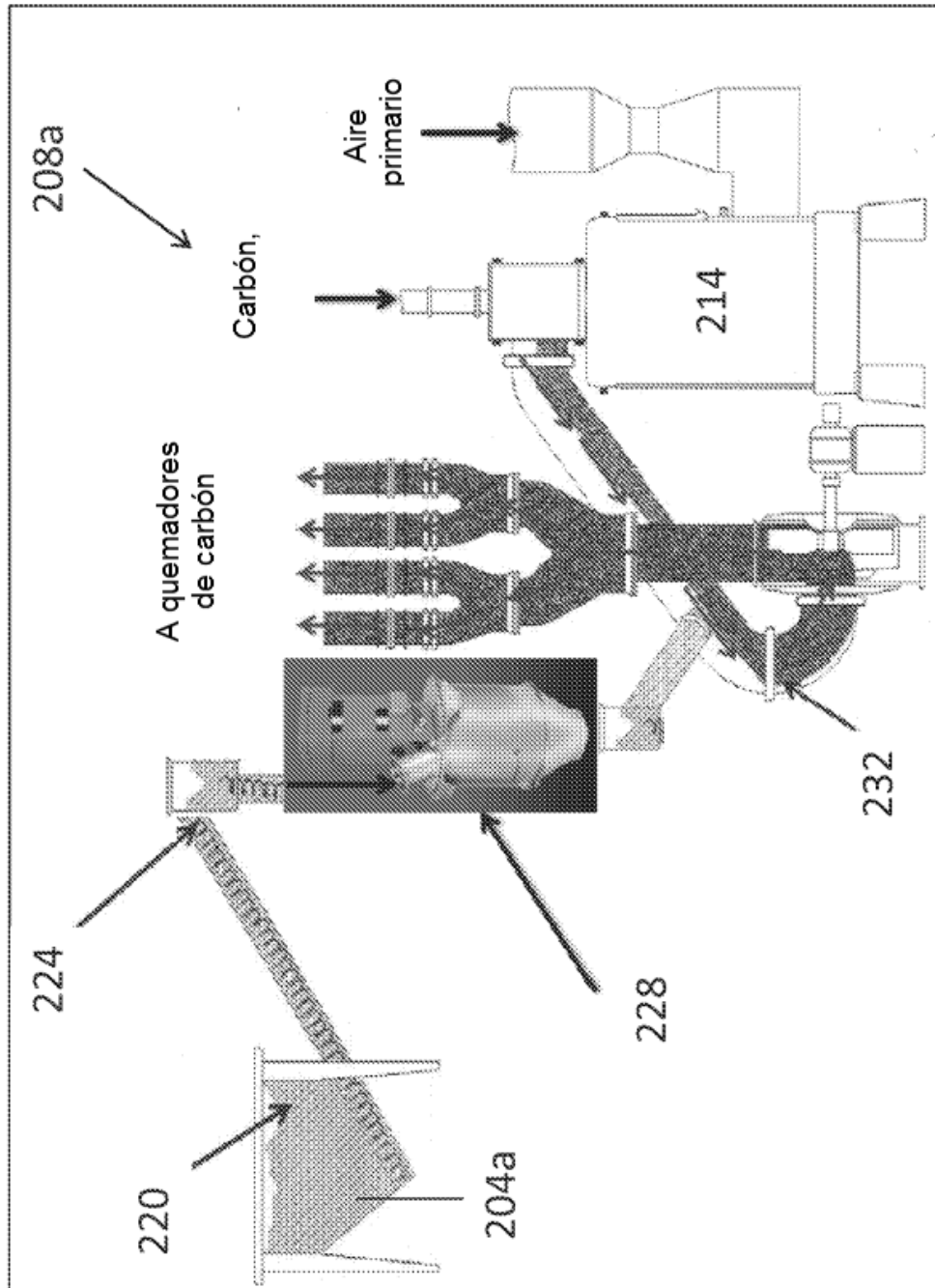
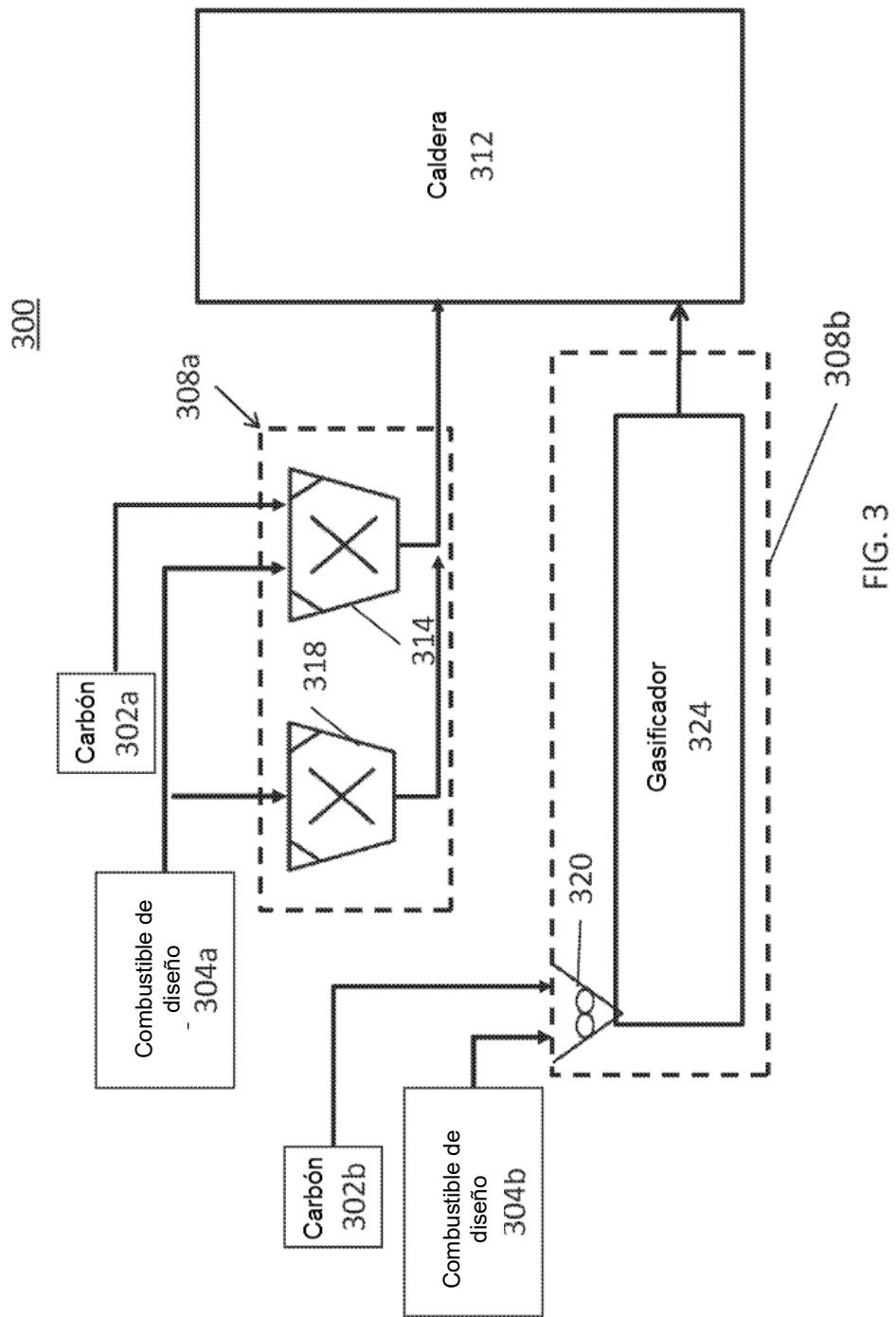


FIG. 2C



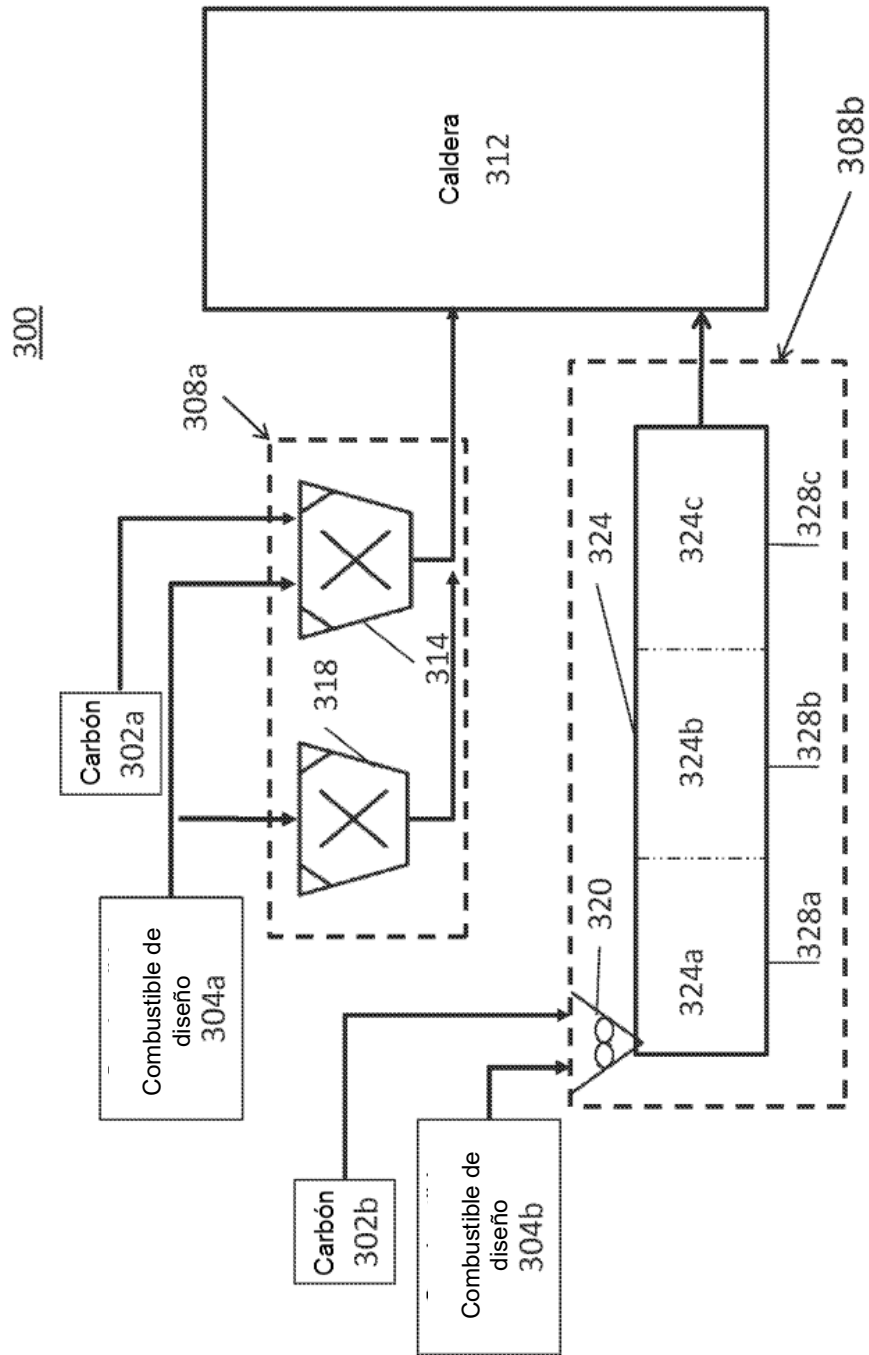


FIG. 4