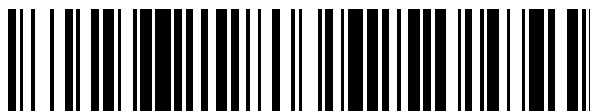


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 738 674**

51 Int. Cl.:

<b>F02C 3/04</b>	(2006.01) <b>F02C 9/54</b>	(2006.01)
<b>F02C 3/30</b>	(2006.01) <b>F02C 1/06</b>	(2006.01)
<b>F02C 9/00</b>	(2006.01) <b>F02C 1/08</b>	(2006.01)
<b>F02C 3/34</b>	(2006.01)	
<b>F02C 6/18</b>	(2006.01)	
<b>F01D 17/14</b>	(2006.01)	
<b>F02C 7/042</b>	(2006.01)	
<b>F02C 7/057</b>	(2006.01)	
<b>F02C 9/20</b>	(2006.01)	
<b>F02C 9/22</b>	(2006.01)	

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **24.06.2014 PCT/US2014/043971**
- 87 Fecha y número de publicación internacional: **31.12.2014 WO14210079**
- 96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **24.06.2014 E 14739015 (7)**
- 97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **01.05.2019 EP 3014088**

54 Título: **Sistema y método para controlar un flujo de gases de escape en sistemas de turbina de gas de recirculación de gases de escape**

30 Prioridad:

**28.06.2013 US 201361841234 P**  
**23.06.2014 US 201414312659**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**24.01.2020**

73 Titular/es:

**EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH  
COMPANY (100.0%)  
22777 Springwoods Village Parkway  
Spring TX 77389, US**

72 Inventor/es:

**THATCHER, JONATHAN CARL;  
WEST, JAMES A. y  
VOREL, AARON LAVENE**

74 Agente/Representante:

**SUGRAÑES MOLINÉ, Pedro**

ES 2 738 674 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

Sistema y método para controlar un flujo de gases de escape en sistemas de turbina de gas de recirculación de gases de escape

5

**Antecedentes**

El objeto desvelado en el presente documento se refiere a motores de turbina de gas y, más específicamente, a sistemas de turbina de gas de recirculación de gases de escape (EGR).

10

Los motores de turbina de gas se usan en una amplia variedad de aplicaciones, tales como la generación de energía, aviones y diversas máquinas. Los motores de turbina de gas en general queman un combustible con un oxidante (por ejemplo, aire) en una sección de cámara de combustión para generar productos de combustión calientes, que a continuación accionan una o más etapas de turbina de una sección de turbina. Las etapas de turbina, cuando se accionan por los productos de combustión calientes, transfieren la potencia de rotación a un árbol. El árbol de rotación, a su vez, acciona una o más etapas de compresor de una sección de compresor y también puede accionar un generador eléctrico para producir energía eléctrica. Los motores de turbina de gas pueden incluir una variedad de controles para mejorar el rendimiento y la eficacia, al tiempo que reducen los contaminantes en los gases de escape. Desafortunadamente, los controles se complican para los sistemas de turbina de gas con recirculación de gases de escape. Por lo tanto, puede ser deseable mejorar los controles para los motores de turbina de gas con recirculación de gases de escape.

15

20

**Breve descripción**

25

La presente invención se refiere a un sistema de turbina de gas de recirculación de gases de escape de acuerdo con la reivindicación 1 y a un método para controlar un sistema de turbina de gas de recirculación de gases de escape de acuerdo con la reivindicación 12. A continuación, se resumen ciertas realizaciones proporcionadas en el alcance con el objeto originalmente reivindicado. Estas realizaciones no pretenden limitar el alcance de la invención reivindicada, sino que estas realizaciones pretenden proporcionar solamente un breve resumen de las posibles formas de la invención. De hecho, la presente divulgación puede abarcar una variedad de formas que pueden ser similares a o diferentes de las realizaciones expuestas a continuación.

30

En una realización, un sistema de turbina de gas de recirculación de gases de escape (EGR) incluye un compresor de gases de escape colocado a lo largo de una trayectoria de EGR y configurado para comprimir un gas de escape recirculado para producir un diluyente de gases de escape. El compresor de gases de escape incluye una sección de entrada que tiene un elemento de control de flujo configurado para modular un flujo de los gases de escape recirculados en el compresor de gases de escape basándose en una posición del elemento de control de flujo. Además, la posición del elemento de control de flujo es capaz de oscilar desde una posición de apertura máxima hasta una posición de apertura mínima. El sistema incluye un soplador de reciclaje colocado a lo largo de la trayectoria de EGR y corriente arriba del compresor de gases de escape, en el que el soplador de reciclaje está configurado para proporcionar el flujo de gases de escape recirculados a la sección de entrada y en el que el flujo de gases de escape recirculados varía desde una salida de soplador mínima a una salida de soplador máxima. El sistema también incluye un controlador acoplado al elemento de control de flujo y al soplador de reciclaje, en el que el controlador está configurado para controlar la posición del elemento de control de flujo basándose en un parámetro medido o modelado del sistema de turbina de gas de EGR. Además, el controlador está configurado para controlar uno o más parámetros operativos del soplador de reciclaje para controlar el flujo de gases de escape recirculados hacia la sección de entrada basándose en la posición del elemento de control de flujo.

35

40

45

50

En otra realización, un método para controlar un sistema de turbina de gas de recirculación de gases de escape (EGR) incluye ajustar un ángulo de una pluralidad de paletas de guía de entrada de un compresor de gases de escape del sistema de turbina de gas de EGR, en el que la pluralidad de paletas de guía de entrada tienen un primer intervalo de movimiento definido por un ángulo mínimo y un ángulo máximo, y en el que el ángulo se ajusta basándose en uno o más parámetros monitorizados o modelados del sistema de turbina de gas de EGR. El método incluye además ajustar un paso de una pluralidad de paletas de soplador de un soplador de reciclaje dispuesto corriente arriba del compresor de gases de escape, en el que la pluralidad de paletas de soplador tiene un segundo intervalo de movimiento definido por un paso mínimo y un paso máximo, y el paso de la pluralidad de paletas de soplador se ajusta basándose en al menos el ángulo de la pluralidad de paletas de guía de entrada.

55

60

65

En otra realización, un medio legible por ordenador no transitorio almacena instrucciones ejecutables por un procesador de un dispositivo electrónico. Las instrucciones incluyen instrucciones para ajustar el ángulo de una pluralidad de paletas de guía de entrada de una sección de compresor de un sistema de turbina de gas basándose en uno o más parámetros modelados o medidos del sistema de turbina de gas, en el que el ángulo varía de un ángulo mínimo a un ángulo máximo. Las instrucciones también incluyen instrucciones para ajustar el paso de una pluralidad de paletas de soplador de un soplador acoplado de manera fluida a una entrada de la sección de compresor, en el que el paso varía de un paso mínimo a un paso máximo, en el que el paso se ajusta basándose en el ángulo de la pluralidad de paletas de guía de entrada en relación con el ángulo mínimo.

5 El documento EP2597288 A2 desvela unos sistemas de turbina de gas optimizados para la operación bajo cargas flexibles. El documento US5771868 desvela diversos sistemas de turbocarga para motores de combustión interna. El documento US201010058758 desvela unos sistemas de recirculación de gases de escape y métodos para controlar tales sistemas. El documento US4271664 desvela unos métodos y aparatos para mejorar la eficacia de un motor Brayton-Rankine de ciclo combinado integrado.

### Dibujos

10 Estas y otras características, aspectos y ventajas de la presente invención se entenderán mejor cuando la siguiente descripción detallada se lea haciendo referencia a los dibujos adjuntos, en los que los caracteres similares representan partes similares en todos los dibujos, en los que:

15 La figura 1 es un diagrama de una realización de un sistema que tiene un sistema de servicio basado en turbinas acoplado a un sistema de producción de hidrocarburos;

La figura 2 es un diagrama de una realización del sistema de la figura 1, que ilustra además un sistema de control y un sistema de ciclo combinado;

20 La figura 3 es un diagrama de una realización del sistema de las figuras 1 y 2, que ilustra además detalles de un motor de turbina de gas, un sistema de suministro de gases de escape y un sistema de procesamiento de gases de escape;

25 La figura 4 es un diagrama de flujo de una realización de un proceso para operar el sistema de las figuras 1-3;

La figura 5 es un diagrama de una realización de un sistema de control para controlar un sistema de turbina de gas de recirculación de gases de escape estequiométrico (SEGR) de las figuras 1-3, que ilustra unos componentes de la parte de recirculación de gases de escape del sistema de turbina de gas de SEGR;

30 La figura 6 es una gráfica que ilustra la temperatura de escape de turbina de gas de reciclado (RGT) para la realización del sistema de turbina de gas de SEGR de la figura 5 a lo largo del tiempo, en cuanto a que el ángulo de paleta guía de entrada (IGV) y el paso de paleta de soplador (BV) varían independientemente;

35 La figura 7 es una gráfica que ilustra una realización de una estrategia de control centrada en la eficacia para su uso en la determinación de un ángulo de IGV adecuado y un paso de BV adecuado a medida que aumenta la carga del sistema de turbina de gas de SEGR;

40 La figura 8 es una gráfica que ilustra una realización de una estrategia de control centrada en la capacidad de respuesta para su uso en la determinación de un ángulo de IGV adecuado y un paso de BV adecuado a medida que aumenta la carga del sistema de turbina de gas de SEGR;

45 La figura 9 es un diagrama que ilustra los límites y las entradas de ejemplo que un controlador puede usar para determinar un ángulo de IGV adecuado y un paso de BV adecuado cuando controla la operación del sistema de turbina de gas de SEGR, de acuerdo con una realización del presente enfoque; y

La figura 10 es un conjunto de gráficas que ilustran la temperatura de escape o encendido, el ángulo de IGV y el paso de BV del sistema de turbina de gas de SEGR durante la operación, de acuerdo con una realización del presente enfoque.

### 50 Descripción detallada

Una o más realizaciones específicas de la presente invención se describirán a continuación. En un esfuerzo por proporcionar una descripción concisa de estas realizaciones, todas las características de una implementación real pueden no estar descritas en la memoria descriptiva. Debería apreciarse que en el desarrollo de cualquier implementación real, como en un proyecto de ingeniería o diseño, se realizan numerosas decisiones específicas de implementación para lograr los objetivos específicos, tales como el cumplimiento de restricciones relacionadas con el sistema y/o relacionadas con el negocio, que pueden variar de una implementación a otra. Además, debería apreciarse que tal esfuerzo podría ser complejo y requerir mucho tiempo, pero, sin embargo, sería una tarea rutinaria de diseño, fabricación y manufactura para los expertos en la materia que tienen el beneficio de esta divulgación.

60 En el presente documento se desvelan unas realizaciones de ejemplo detalladas. Sin embargo, los detalles estructurales y los detalles funcionales específicos desvelados en el presente documento son simplemente representativos para los fines de describir las realizaciones de ejemplo. Sin embargo, las realizaciones de la presente invención pueden realizarse en muchas formas alternativas, y no deberían considerarse limitadas solamente a las realizaciones expuestas en el presente documento.

Por consiguiente, aunque las realizaciones de ejemplo son capaces de diversas modificaciones y formas alternativas, las realizaciones de las mismas se ilustran a modo de ejemplo en las figuras y se describirán en el presente documento en detalle. Sin embargo, debería entenderse que no hay intención de limitar las realizaciones de ejemplo a las formas específicas desveladas, sino que, por el contrario, las realizaciones de ejemplo están para cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que se encuentran dentro del alcance de la presente invención.

La terminología usada en el presente documento es solo para describir las realizaciones específicas y no pretende limitar las realizaciones de ejemplo. Como se usa en el presente documento, las formas singulares "un", "una", "el" y "la" pretenden incluir también las formas plurales, a menos que el contexto indique claramente lo contrario. Los términos "comprende", "que comprende", "incluye" y/o "que incluye", cuando se usan en el presente documento, especifican la presencia de las características establecidas, números enteros, etapas, operaciones, elementos y/o componentes indicados, pero no excluyen la presencia o adición de una u otras más características, números enteros, etapas, operaciones, elementos, componentes y/o grupos de los mismos.

Aunque los términos primero, segundo, primario, secundario, etc. pueden usarse en el presente documento para describir diversos elementos, estos elementos no deberían estar limitados por estos términos. Estos términos solo se usan para distinguir un elemento de otro. Por ejemplo, pero sin limitarse a, un primer elemento podría denominarse un segundo elemento y, de manera similar, un segundo elemento podría denominarse un primer elemento, sin apartarse del alcance de las realizaciones de ejemplo. Como se usa en el presente documento, el término "y/o" incluye cualquiera y todas las combinaciones de uno o más de los elementos enumerados asociados.

Cierta terminología puede usarse solamente en el presente documento para la conveniencia del lector y no debe tomarse como una limitación en el alcance de la invención. Por ejemplo, palabras como "superior", "inferior", "izquierda", "derecha", "delante", "atrás", "superior", "inferior", "horizontal", "vertical", "corriente arriba" "corriente abajo", "anterior", "posterior" y similares; simplemente describen la configuración mostrada en las figuras. De hecho, el elemento o elementos de una realización de la presente invención pueden estar orientados en cualquier dirección y la terminología, por lo tanto, debería entenderse como que abarca tales variaciones a menos que se especifique lo contrario.

Como se explica en detalle a continuación, las realizaciones desveladas se refieren en general a unos sistemas de turbina de gas con recirculación de gases de escape (EGR), y en particular a la operación estequiométrica de los sistemas de turbina de gas que usan EGR. Por ejemplo, los sistemas de turbina de gas pueden configurarse para hacer recircular los gases de escape a lo largo de una trayectoria de recirculación de escape, quemar estequiométricamente el combustible y el oxidante junto con al menos algunos de los gases de escape recirculados, y capturar los gases de escape para su uso en diversos sistemas objetivo. Además de controlar el flujo del combustible y/o el oxidante, la recirculación del gas de escape junto con la combustión estequiométrica puede ayudar a aumentar el nivel de concentración de CO<sub>2</sub> en el gas de escape, que a continuación puede tratarse posteriormente para separar y purificar el CO<sub>2</sub> y el nitrógeno (N<sub>2</sub>) para su uso en diversos sistemas objetivo. Los sistemas de turbina de gas también pueden emplear diversos procedimientos de gases de escape (por ejemplo, recuperación de calor, reacciones de catalizadores, etc.) a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape, aumentando de este modo el nivel de concentración de CO<sub>2</sub>, reduciendo los niveles de concentración de otras emisiones (por ejemplo, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno e hidrocarburos no quemados), y aumentando la recuperación de energía (por ejemplo, con unidades de recuperación de calor).

De hecho, pueden realizarse un número de beneficios usando el gas de escape recirculado dentro del sistema de turbina de gas de EGR de acuerdo con la presente divulgación, que incluye un mayor tiempo de operación para diversos componentes, intervalos de operación más amplios para diversos componentes debido a las capacidades mejoradas de enfriamiento, etc. Dichas realizaciones se describen con más detalle a continuación, introduciéndose en primer lugar los componentes generales del sistema de turbina de gas de EGR, seguidos de unos ejemplos específicos de la manera en que el gas de escape recirculado puede usarse dentro del sistema de turbina de gas de EGR.

Las realizaciones divulgadas se refieren a los parámetros de control del sistema de turbina de gas de EGR (por ejemplo, una temperatura de gas de escape o una temperatura de encendido) que controlan un flujo de gas de escape a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape. En particular, las presentes realizaciones proporcionan unos sistemas y métodos para controlar los parámetros operacionales del sistema de turbina de gas de EGR controlando el flujo de gases de escape a través de un soplador de reciclaje y en una sección de compresor de reciclaje dispuesta a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape. Además, como se establece en detalle a continuación, los sistemas y métodos de control actualmente desvelados pueden permitir que los parámetros del sistema de turbina de gas de EGR (por ejemplo, la temperatura de escape o de encendido) se ajusten de una manera sensible y eficaz. Por ejemplo, mejorando el control de un sistema de turbina de gas de EGR, el presente enfoque puede ayudar a que el sistema mantenga la combustión estequiométrica o casi estequiométrica, para limitar la temperatura de combustión (por ejemplo, para limitar la producción de NO<sub>x</sub> durante la combustión), y/o mejorar la calidad de los gases de escape para aplicaciones posteriores.

Con lo anterior en mente, la figura 1 es un diagrama de una realización de un sistema 10 que tiene un sistema de producción de hidrocarburos 12 asociado con un sistema de servicio basado en turbinas 14. Como se explica con más

detalle a continuación, diversas realizaciones del sistema de servicio basado en turbinas 14 están configuradas para proporcionar diversos servicios, tales como potencia eléctrica, potencia mecánica y fluidos (por ejemplo, gases de escape), al sistema de producción de hidrocarburos 12 para facilitar la producción o recuperación de petróleo y/o gas. En la realización ilustrada, el sistema de producción de hidrocarburos 12 incluye un sistema de extracción de petróleo/gas 16 y un sistema de recuperación de petróleo mejorado (EOR) 18, que están acoplados a un depósito subterráneo 20 (por ejemplo, un depósito de petróleo, gas o hidrocarburo). El sistema de extracción de petróleo/gas 16 incluye una variedad de equipos de superficie 22, tal como un árbol de Navidad o árbol de producción 24, acoplado a un pozo de petróleo/gas 26. Además, el pozo 26 puede incluir uno o más tubos 28 que se extienden a través de un orificio perforado 30 en la tierra 32 hasta el depósito subterráneo 20. El árbol 24 incluye una o más válvulas, estranguladores, manguitos de aislamiento, dispositivos de prevención de explosiones y diversos dispositivos de control de flujo, que regulan las presiones y controlan los flujos hacia y desde el depósito subterráneo 20. Mientras que el árbol 24 se usa en general para controlar el flujo del fluido de producción (por ejemplo, petróleo o gas) fuera del depósito subterráneo 20, el sistema de EOR 18 puede aumentar la producción de petróleo o gas inyectando uno o más fluidos en el depósito subterráneo 20.

En consecuencia, el sistema de EOR 18 puede incluir un sistema de inyección de fluidos 34, que tiene uno o más tubos 36 que se extienden a través de un orificio 38 en la tierra 32 hasta el depósito subterráneo 20. Por ejemplo, el sistema de EOR 18 puede dirigir uno o más fluidos 40, tales como gas, vapor, agua, productos químicos, o cualquier combinación de los mismos, al sistema de inyección de fluidos 34. Por ejemplo, como se explica con más detalle a continuación, el sistema de EOR 18 puede acoplarse al sistema de servicio basado en turbinas 14, de tal manera que el sistema 14 dirija un gas de escape 42 (por ejemplo, sustancialmente o completamente libre de oxígeno) al sistema de EOR 18 para su uso como el fluido de inyección 40. El sistema de inyección de fluidos 34 dirige el fluido 40 (por ejemplo, el gas de escape 42) a través de uno o más tubos 36 hacia el depósito subterráneo 20, como indican las flechas 44. El fluido de inyección 40 entra en el depósito subterráneo 20 a través del tubo 36 a una distancia de desplazamiento 46 lejos del tubo 28 del pozo de petróleo/gas 26. Por consiguiente, el fluido de inyección 40 desplaza el petróleo/gas 48 dispuesto en el depósito subterráneo 20, y conduce el petróleo/gas 48 hacia arriba a través de uno o más tubos 28 del sistema de producción de hidrocarburos 12, como indica la flecha 50. Como se explica con más detalle a continuación, el fluido de inyección 40 puede incluir el gas de escape 42 que se origina en el sistema de servicio basado en turbinas 14, que es capaz de generar el gas de escape 42 en el mismo lugar según sea necesario mediante el sistema de producción de hidrocarburos 12. En otras palabras, el sistema basado en turbinas 14 puede generar simultáneamente uno o más servicios (por ejemplo, potencia eléctrica, potencia mecánica, vapor, agua (por ejemplo, agua desalada) y gases de escape (por ejemplo, sustancialmente sin oxígeno) para su uso por el sistema de producción de hidrocarburos 12, reduciendo o eliminando de este modo la dependencia de fuentes externas de tales servicios.

En la realización ilustrada, el sistema de servicio basado en turbinas 14 incluye un sistema de turbina de gas de recirculación de gases de escape estequiométrico (SEGR) 52 y un sistema de procesamiento de gases de escape (EG) 54. El sistema de turbina de gas 52 puede configurarse para operar en un modo de operación de combustión estequiométrica (por ejemplo, un modo de control estequiométrico) y en un modo de operación de combustión no estequiométrica (por ejemplo, un modo de control no estequiométrico), tal como un modo de control pobre en combustible o un modo de control rico en combustible. En el modo de control estequiométrico, la combustión se produce en general en una relación sustancialmente estequiométrica de combustible y oxidante, resultando de este modo en una combustión sustancialmente estequiométrica. En particular, la combustión estequiométrica implica en general consumir sustancialmente todo el combustible y el oxidante en la reacción de combustión, de tal manera que los productos de la combustión están sustancialmente o totalmente libres de combustible no quemado y oxidante. Una medida de la combustión estequiométrica es la relación de equivalencia, o phi ( $\phi$ ), que es la relación de la relación real de combustible/oxidante con respecto a la relación estequiométrica de combustible/oxidante. Una relación de equivalencia de más de 1.0 da como resultado una combustión rica en combustible del combustible y el oxidante, mientras que una relación de equivalencia de menos de 1.0 da como resultado una combustión pobre en combustible del combustible y el oxidante. En contraste, una relación de equivalencia de 1.0 da como resultado una combustión que no es rica en combustible ni pobre en combustible, consumiendo de este modo sustancialmente todo el combustible y el oxidante en la reacción de combustión. En el contexto de las realizaciones desveladas, el término estequiométrico o sustancialmente estequiométrico puede referirse a una relación de equivalencia de aproximadamente 0,95 a aproximadamente 1,05. Sin embargo, las realizaciones desveladas también pueden incluir una relación de equivalencia de 1,0 más o menos 0,01, 0,02, 0,03, 0,04, 0,05 o más. De nuevo, la combustión estequiométrica de combustible y oxidante en el sistema de servicio basado en turbinas 14 puede dar lugar a productos de combustión o gases de escape (por ejemplo, 42) sin que quede prácticamente combustible sin quemar ni oxidante. Por ejemplo, el gas de escape 42 puede tener menos de 1, 2, 3, 4 o 5 por ciento en volumen de oxidante (por ejemplo, oxígeno), combustible sin quemar o hidrocarburos (por ejemplo, HC), óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (por ejemplo, SO<sub>x</sub>), hidrógeno, y otros productos de combustión incompleta. Mediante un ejemplo adicional, el gas de escape 42 puede tener menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000, o 5000 partes por millón por volumen (ppmv) de oxidante (por ejemplo, oxígeno), combustible sin quemar o hidrocarburos (por ejemplo, HC), óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (por ejemplo, SO<sub>x</sub>), hidrógeno, y otros productos de combustión incompleta. Sin embargo, las realizaciones desveladas también pueden producir otros intervalos de combustible residual, oxidante y otros niveles de emisiones en el gas de escape 42. Tal como se usa en el presente

documento, las expresiones emisiones, niveles de emisiones y objetivos de emisiones pueden referirse a los niveles de concentración de ciertos productos de combustión (por ejemplo,  $\text{NO}_x\text{CO}_x\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{HC}$ , etc.), que pueden estar presentes en las corrientes de gas recirculado, las corrientes de gas ventiladas (por ejemplo, expulsadas a la atmósfera), y las corrientes de gas usadas en diversos sistemas objetivo (por ejemplo, el sistema de producción de hidrocarburos 12).

Aunque el sistema de turbina de gas de SEGR 52 y el sistema de procesamiento de EG 54 pueden incluir una variedad de componentes en diferentes realizaciones, el sistema de procesamiento de EG ilustrado 54 incluye un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) 56 y un sistema de recirculación de gases de escape (EGR) 58, que reciben y procesan un gas de escape 60 procedente del sistema de turbina de gas de SEGR 52. El HRSG 56 puede incluir uno o más intercambiadores de calor, condensadores y diversos equipos de recuperación de calor, que funcionan colectivamente para transferir calor desde el gas de escape 60 a una corriente de agua, generando de este modo vapor 62. El vapor 62 puede usarse en una o más turbinas de vapor, en el sistema de EOR 18, o en cualquier otra parte del sistema de producción de hidrocarburos 12. Por ejemplo, el HRSG 56 puede generar vapor a baja presión, media presión y/o alta presión 62, que puede aplicarse selectivamente a etapas de turbina de vapor de presión baja, media y alta, o a diferentes aplicaciones del sistema de EOR 18. Además del vapor 62, un agua tratada 64, tal como un agua desalada, puede generarse por el HRSG 56, el sistema de EGR 58, y/u otra parte del sistema de procesamiento de EG 54 o el sistema de turbina de gas de SEGR 52. El agua tratada 64 (por ejemplo, agua desalada) puede ser específicamente útil en zonas con escasez de agua, tal como regiones del interior o del desierto. El agua tratada 64 puede generarse, al menos en parte, debido al gran volumen de aire que acciona la combustión del combustible dentro del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Mientras que la generación en el mismo lugar de vapor 62 y agua 64 puede ser beneficiosa en muchas aplicaciones (incluyendo el sistema de producción de hidrocarburos 12), la generación en el mismo lugar de gases de escape 42, 60 puede ser específicamente beneficiosa para el sistema de EOR 18, debido a su bajo contenido de oxígeno, alta presión y calor obtenido del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Por consiguiente, el HRSG 56, el sistema de EGR 58 y/u otra parte del sistema de procesamiento de EG 54 pueden emitir o recircular un gas de escape 66 al sistema de turbina de gas de SEGR 52, mientras que también dirige el gas de escape 42 al sistema de EOR 18 para su uso con el sistema de producción de hidrocarburos 12. Del mismo modo, el gas de escape 42 puede extraerse directamente del sistema de turbina de gas de SEGR 52 (es decir, sin pasar a través del sistema de procesamiento de EG 54) para usarse en el sistema de EOR 18 del sistema de producción de hidrocarburos 12.

La recirculación de gas de escape se maneja por el sistema de EGR 58 del sistema de procesamiento de EG 54. Por ejemplo, el sistema de EGR 58 incluye uno o más conductos, válvulas, sopladores, sistemas de tratamiento de gases de escape (por ejemplo, filtros, unidades de eliminación de partículas, unidades de separación de gases, unidades de purificación de gases, intercambiadores de calor, unidades de recuperación de calor, unidades de eliminación de humedad, unidades de catalizador, unidades de inyección de productos químicos, o cualquier combinación de los mismos), y controles para hacer recircular los gases de escape a lo largo de una trayectoria de circulación de gases de escape desde una salida (por ejemplo, gas de escape descargado 60) hasta una entrada (por ejemplo, gas de escape de admisión 66) del sistema de turbina de gas de SEGR 52. En la realización ilustrada, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 admite el gas de escape 66 en una sección de compresor que tiene uno o más compresores, comprimiendo de este modo el gas de escape 66 para su uso en una sección de cámara de combustión junto con una admisión de un oxidante 68 y uno o más combustibles 70. El oxidante 68 puede incluir aire ambiente, oxígeno puro, aire enriquecido con oxígeno, aire reducido con oxígeno, mezclas de oxígeno y nitrógeno, o cualquier oxidante adecuado que facilite la combustión del combustible 70. El combustible 70 puede incluir uno o más combustibles gaseosos, combustibles líquidos o cualquier combinación de los mismos. Por ejemplo, el combustible 70 puede incluir gas natural, gas natural licuado (LNG), gas de síntesis, metano, etano, propano, butano, nafta, queroseno, combustible diésel, etanol, metanol, biocombustible, o cualquier combinación de los mismos.

El sistema de turbina de gas de SEGR 52 mezcla y quema el gas de escape 66, el oxidante 68 y el combustible 70 en la sección de cámara de combustión, generando de este modo gases de combustión calientes o gas de escape 60 para accionar una o más etapas de la turbina en una sección de turbina. En ciertas realizaciones, cada cámara de combustión en la sección de cámara de combustión incluye una o más boquillas de combustible de premezcla, una o más boquillas de combustible de difusión, o cualquier combinación de las mismas. Por ejemplo, cada boquilla de combustible de premezcla puede configurarse para mezclar el oxidante 68 y el combustible 70 internamente dentro de la boquilla de combustible y/o parcialmente corriente arriba de la boquilla de combustible, inyectando de este modo una mezcla de oxidante-combustible de la boquilla de combustible en la zona de combustión para una combustión premezclada (por ejemplo, una llama premezclada). Mediante un ejemplo adicional, cada boquilla de combustible de difusión puede configurarse para aislar los flujos de oxidante 68 y combustible 70 dentro de la boquilla de combustible, inyectando de este modo por separado el oxidante 68 y el combustible 70 de la boquilla de combustible en la zona de combustión para la combustión de difusión (por ejemplo, una llama difusora). En particular, la combustión de difusión proporcionada por las boquillas de combustible de difusión retrasa la mezcla del oxidante 68 y el combustible 70 hasta el punto de combustión inicial, es decir, la región de llama. En las realizaciones que emplean las boquillas de combustible de difusión, la llama de difusión puede proporcionar una mayor estabilidad de llama, debido a que la llama de difusión se forma en general en el punto de estequiometría entre las corrientes separadas del oxidante 68 y el combustible 70 (es decir, cuando el oxidante 68 y el combustible 70 se están mezclando). En ciertas realizaciones, uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas de escape 60, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) pueden mezclarse

previamente con el oxidante 68, el combustible 70, o ambos, ya sea en la boquilla de combustible de difusión o en la boquilla de combustible de premezcla. Además, pueden inyectarse uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas de escape 60, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) en la cámara de combustión en o corriente abajo del punto de combustión dentro de cada cámara de combustión. El uso de estos diluyentes puede ayudar a atenuar la llama (por ejemplo, la llama de premezcla o la llama de difusión), ayudando de este modo a reducir las emisiones de  $\text{NO}_x$ , tal como el monóxido de nitrógeno ( $\text{NO}$ ) y el dióxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ). Independientemente del tipo de llama, la combustión produce gases de combustión calientes o gas de escape 60 para accionar una o más etapas de turbina. Como cada etapa de turbina se acciona por el gas de escape 60, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 genera una potencia mecánica 72 y/o una potencia eléctrica 74 (por ejemplo, a través de un generador eléctrico). El sistema 52 también emite el gas de escape 60, y puede emitir además agua 64. De nuevo, el agua 64 puede ser un agua tratada, tal como un agua desalada, que puede ser útil en una variedad de aplicaciones en el mismo lugar o en otro lugar.

El sistema de turbina de gas de SEGR 52 también proporciona extracción de escape usando uno o más puntos de extracción 76. Por ejemplo, la realización ilustrada incluye un sistema de suministro de gases de escape (EG) 78 que tiene un sistema de extracción de gases de escape (EG) 80 y un sistema de tratamiento de gases de escape (EG) 82, que recibe el gas de escape 42 desde los puntos de extracción 76, trata el gas de escape 42, y a continuación suministra o distribuye el gas de escape 42 a diversos sistemas objetivo. Los sistemas objetivo pueden incluir el sistema de EOR 18 y/u otros sistemas, tales como una tubería 86, un tanque de almacenamiento 88 o un sistema de secuestro de carbono 90. El sistema de extracción de EG 80 puede incluir uno o más conductos, válvulas, controles y separaciones de flujo, que facilitan el aislamiento del gas de escape 42 del oxidante 68, el combustible 70 y otros contaminantes, al mismo tiempo que controla la temperatura, la presión y el caudal del gas de escape extraído 42. El sistema de tratamiento de EG 82 puede incluir uno o más intercambiadores de calor (por ejemplo, unidades de recuperación de calor tales como generadores de vapor de recuperación de calor, condensadores, enfriadores o calentadores), sistemas de catalizador (por ejemplo, sistemas de catalizador de oxidación), sistemas de eliminación de partículas y/o agua (por ejemplo, unidades de deshidratación de gas, separadores inerciales, filtros coalescentes, filtros impermeables al agua y otros filtros), sistemas de inyección de productos químicos, sistemas de tratamiento a base de solventes (por ejemplo, absorbentes, tanques de flash, etc.), sistemas de captura de carbono, sistemas de separación de gases, sistemas de purificación de gases y/o un sistema de tratamiento a base de solventes, compresores de gases de escape, cualquier combinación de los mismos. Estos subsistemas del sistema de tratamiento de EG 82 permiten el control de la temperatura, la presión, el caudal, el contenido de humedad (por ejemplo, la cantidad de eliminación de agua), el contenido de partículas (por ejemplo, la cantidad de eliminación de partículas) y la composición del gas (por ejemplo, porcentaje de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ , etc.).

El gas de escape extraído 42 se trata por uno o más subsistemas del sistema de tratamiento de EG 82, dependiendo del sistema objetivo. Por ejemplo, el sistema de tratamiento de EG 82 puede dirigir todo o parte del gas de escape 42 a través de un sistema de captura de carbono, un sistema de separación de gases, un sistema de purificación de gases y/o un sistema de tratamiento a base de solventes, que se controla para separar y purificar un gas carbonoso (por ejemplo, dióxido de carbono) 92 y/o nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) 94 para su uso en los diversos sistemas objetivo. Por ejemplo, las realizaciones del sistema de tratamiento de EG 82 pueden realizar una separación y purificación de gas para producir una pluralidad de corrientes diferentes 95 de gas de escape 42, tal como una primera corriente 96, una segunda corriente 97 y una tercera corriente 98. La primera corriente 96 puede tener una primera composición que sea rica en dióxido de carbono y/o pobre en nitrógeno (por ejemplo, una corriente rica en  $\text{CO}_2$ , pobre en  $\text{N}_2$ ). La segunda corriente 97 puede tener una segunda composición que tenga niveles de concentración intermedia de dióxido de carbono y/o nitrógeno (por ejemplo, una corriente de concentración intermedia de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ). La tercera corriente 98 puede tener una tercera composición que sea pobre en dióxido de carbono y/o rica en nitrógeno (por ejemplo, una corriente pobre en  $\text{CO}_2$ , rica en  $\text{N}_2$ ). Cada corriente 95 (por ejemplo, 96, 97 y 98) puede incluir una unidad de deshidratación de gas, un filtro, un compresor de gas o cualquier combinación de los mismos, para facilitar la entrega de la corriente 95 a un sistema objetivo. En ciertas realizaciones, la corriente rica en  $\text{CO}_2$ , pobre en  $\text{N}_2$  96 puede tener un nivel de pureza o concentración de  $\text{CO}_2$  superior a aproximadamente 70, 75, 80, 85, 90, 95, 96, 97, 98 o 99 por ciento en volumen, y un nivel de pureza o concentración de  $\text{N}_2$  de menos de aproximadamente 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25 o 30 por ciento en volumen. Por el contrario, la corriente pobre en  $\text{CO}_2$ , rica en  $\text{N}_2$  98 puede tener un nivel de pureza o concentración de  $\text{CO}_2$  de menos de aproximadamente 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25 o 30 por ciento en volumen, y un nivel de pureza o concentración de  $\text{N}_2$  de más de aproximadamente 70, 75, 80, 85, 90, 95, 96, 97, 98 o 99 por ciento en volumen. La corriente de concentración intermedia de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  97 puede tener un nivel de pureza o concentración de  $\text{CO}_2$  y/o un nivel de pureza o concentración de  $\text{N}_2$  de entre aproximadamente 30 a 70, 35 a 65, 40 a 60, o 45 a 55 por ciento en volumen. Aunque los intervalos anteriores son simplemente ejemplos no limitativos, la corriente rica en  $\text{CO}_2$ , pobre en  $\text{N}_2$  96 y la corriente pobre en  $\text{CO}_2$ , rica en  $\text{N}_2$  98 pueden ser especialmente adecuadas para su uso con el sistema de EOR 18 y los otros sistemas 84. Sin embargo, cualquiera de estas corrientes ricas, pobres o de concentración intermedia de  $\text{CO}_2$  95 pueden usarse, solas o en diversas combinaciones, con el sistema de EOR 18 y los otros sistemas 84. Por ejemplo, el sistema de EOR 18 y los otros sistemas 84 (por ejemplo, la tubería 86, el tanque de almacenamiento 88 y el sistema de secuestro de carbono 90) pueden recibir cada uno de los mismos una o más corrientes ricas en  $\text{CO}_2$ , pobres en  $\text{N}_2$  96, una o más corrientes pobres en  $\text{CO}_2$ , ricas en  $\text{N}_2$  98, una o más corrientes de concentración intermedia de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  97, y una o más corrientes de gases de escape no tratados 42 (es decir, sin pasar por el sistema de tratamiento de EG 82).

El sistema de extracción de EG 80 extrae el gas de escape 42 en uno o más puntos de extracción 76 a lo largo de la

sección de compresor, la sección de cámara de combustión y/o la sección de turbina, de tal manera que el gas de escape 42 puede usarse en el sistema de EOR 18 y otros sistemas 84 a temperaturas y presiones adecuadas. El sistema de extracción de EG 80 y/o el sistema de tratamiento de EG 82 también pueden hacer circular flujos de fluido (por ejemplo, gas de escape 42) hacia y desde el sistema de procesamiento de EG 54. Por ejemplo, una parte del gas de escape 42 que pasa a través del sistema de procesamiento de EG 54 puede extraerse por el sistema de extracción de EG 80 para su uso en el sistema de EOR 18 y los otros sistemas 84. En ciertas realizaciones, el sistema de suministro de EG 78 y el sistema de procesamiento de EG 54 pueden ser independientes o integrales entre sí, y por lo tanto pueden usar subsistemas independientes o comunes. Por ejemplo, el sistema de tratamiento de EG 82 puede usarse tanto por el sistema de suministro de EG 78 como por el sistema de procesamiento de EG 54. El gas de escape 42 extraído del sistema de procesamiento de EG 54 puede experimentar múltiples etapas de tratamiento de gas, tales como una o más etapas de tratamiento de gas en el sistema de procesamiento de EG 54 seguido de una o más etapas adicionales de tratamiento de gas en el sistema de tratamiento de EG 82.

En cada punto de extracción 76, el gas de escape extraído 42 puede estar sustancialmente libre de oxidantes 68 y combustible 70 (por ejemplo, combustible sin quemar o hidrocarburos) debido a sustancialmente la combustión estequiométrica y/o al tratamiento de gases en el sistema de procesamiento de EG 54. Además, dependiendo del sistema objetivo, el gas de escape extraído 42 puede someterse a un tratamiento adicional en el sistema de tratamiento de EG 82 del sistema de suministro de EG 78, reduciendo además de este modo cualquier oxidante residual 68, combustible 70 u otros productos de combustión indeseables. Por ejemplo, antes o después del tratamiento en el sistema de tratamiento de EG 82, el gas de escape extraído 42 puede tener menos de 1, 2, 3, 4 o 5 por ciento en volumen de oxidante (por ejemplo, oxígeno), combustible sin quemar o hidrocarburos (por ejemplo, HC), óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (por ejemplo, SO<sub>x</sub>), hidrógeno, y otros productos de combustión incompleta. Mediante un ejemplo adicional, ya sea antes o después del tratamiento en el sistema de tratamiento de EG 82, el gas de escape extraído 42 puede tener menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 o 5000 partes por millón (ppmv) de oxidante (por ejemplo, oxígeno), combustible sin quemar o hidrocarburos (por ejemplo, HC), óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (por ejemplo, SO<sub>x</sub>), hidrógeno, y otros productos de combustión incompleta. Por lo tanto, el gas de escape 42 es específicamente adecuado para su uso con el sistema de EOR 18.

La operación de EGR del sistema de turbina 52 permite específicamente la extracción de gases de escape en una multitud de localizaciones 76. Por ejemplo, la sección de compresor del sistema 52 puede usarse para comprimir el gas de escape 66 sin ningún oxidante 68 (es decir, solo la compresión del gas de escape 66), de tal manera que pueda extraerse un gas de escape 42 sustancialmente libre de oxígeno de la sección de compresor y/o de la sección de cámara de combustión antes de la entrada del oxidante 68 y del combustible 70. Los puntos de extracción 76 pueden localizarse en los puertos entre etapas entre las etapas de compresor adyacentes, en los puertos a lo largo de la carcasa de descarga de compresor, en los puertos a lo largo de cada cámara de combustión en la sección de cámara de combustión, o en cualquier combinación de los mismos. En ciertas realizaciones, el gas de escape 66 puede no mezclarse con el oxidante 68 y el combustible 70 hasta que alcance la parte de extremo superior y/o las boquillas de combustible de cada cámara de combustión en la sección de cámara de combustión. Además, pueden usarse uno o más separadores de flujo (por ejemplo, paredes, divisores, deflectores o similares) para aislar el oxidante 68 y el combustible 70 de los puntos de extracción 76. Con estos separadores de flujo, los puntos de extracción 76 pueden estar dispuestos directamente a lo largo de una pared de cada cámara de combustión en la sección de cámara de combustión.

Una vez que el gas de escape 66, el oxidante 68 y el combustible 70 fluyen a través de la parte de extremo superior (por ejemplo, a través de las boquillas de combustible) en la parte de combustión (por ejemplo, la cámara de combustión) de cada cámara de combustión, se controla el sistema de turbina de gas de SEGR 52 para proporcionar una combustión sustancialmente estequiométrica del gas de escape 66, el oxidante 68 y el combustible 70. Por ejemplo, el sistema 52 puede mantener una relación de equivalencia de aproximadamente 0,95 a aproximadamente 1,05. Como resultado, los productos de combustión de la mezcla del gas de escape 66, el oxidante 68 y el combustible 70 en cada cámara de combustión están sustancialmente libres de oxígeno y combustible sin quemar. Por lo tanto, los productos de combustión (o gases de escape) pueden extraerse de la sección de turbina del sistema de turbina de gas de SEGR 52 para su uso como gas de escape 42 dirigido al sistema de EOR 18. A lo largo de la sección de turbina, los puntos de extracción 76 pueden localizarse en cualquier etapa de turbina, tal como los puertos entre etapas entre las etapas de turbina adyacentes. Por lo tanto, usando cualquiera de los puntos de extracción 76 anteriores, el sistema de servicio basado en turbinas 14 puede generar, extraer y entregar el gas de escape 42 al sistema de producción de hidrocarburos 12 (por ejemplo, el sistema de EOR 18) para su uso en la producción de petróleo/gas 48 del depósito subterráneo 20.

La figura 2 es un diagrama de una realización del sistema 10 de la figura 1, que ilustra un sistema de control 100 acoplado al sistema de servicio basado en turbinas 14 y al sistema de producción de hidrocarburos 12. En la realización ilustrada, el sistema de servicio basado en turbinas 14 incluye un sistema de ciclo combinado 102, que incluye el sistema de turbina de gas de SEGR 52 como un ciclo de superior, una turbina de vapor 104 como ciclo inferior, y el HRSG 56 para recuperar calor del gas de escape 60 para generar el vapor 62 para accionar la turbina de vapor 104. De nuevo, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 recibe, mezcla y quema estequíometricamente el gas de escape 66, el oxidante 68 y el combustible 70 (por ejemplo, llamas de premezcla y/o difusión), produciendo de este modo el



gas de escape 60, la potencia mecánica 72, la potencia eléctrica 74, y/o el agua 64. Por ejemplo, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 puede accionar una o más cargas o maquinaria 106, tal como un generador eléctrico, un compresor de oxidante (por ejemplo, un compresor de aire principal), una caja de engranajes, una bomba, un equipo del sistema de producción de hidrocarburos 12, o cualquier combinación de los mismos. En algunas realizaciones, la maquinaria 106 puede incluir otros accionamientos, tales como motores eléctricos o turbinas de vapor (por ejemplo, la turbina de vapor 104), en tándem con el sistema de turbina de gas de SEGR 52. Por consiguiente, una salida de la maquinaria 106 accionada por el sistema de turbinas de gas de SEGR 52 (y cualquier accionamiento adicional) puede incluir la potencia mecánica 72 y la potencia eléctrica 74. La potencia mecánica 72 y/o la potencia eléctrica 74 pueden usarse en el mismo lugar para alimentar el sistema de producción de hidrocarburos 12, la potencia eléctrica 74 puede distribuirse a la red eléctrica, o cualquier combinación de las mismas. La salida de la maquinaria 106 también puede incluir un fluido comprimido, tal como un oxidante comprimido 68 (por ejemplo, aire u oxígeno), para su admisión en la sección de cámara de combustión del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Cada una de estas salidas (por ejemplo, el gas de escape 60, la potencia mecánica 72, la potencia eléctrica 74 y/o el agua 64) puede considerarse un servicio del sistema de servicio basado en turbinas 14.

El sistema de turbina de gas de SEGR 52 produce el gas de escape 42, 60, que puede estar sustancialmente libre de oxígeno, y dirige este gas de escape 42, 60 al sistema de procesamiento de EG 54 y/o al sistema de suministro de EG 78. El sistema de suministro de EG 78 puede tratar y entregar el gas de escape 42 (por ejemplo, las corrientes 95) al sistema de producción de hidrocarburos 12 y/o a los otros sistemas 84. Como se ha explicado anteriormente, el sistema de procesamiento de EG 54 puede incluir el HRSG 56 y el sistema de EGR 58. El HRSG 56 puede incluir uno o más intercambiadores de calor, condensadores y diversos equipos de recuperación de calor, que pueden usarse para recuperar o transferir el calor del gas de escape 60 al agua 108 para generar el vapor 62 para accionar la turbina de vapor 104. De manera similar al sistema de turbina de gas de SEGR 52, la turbina de vapor 104 puede accionar una o más cargas o maquinaria 106, generando de este modo la potencia mecánica 72 y la potencia eléctrica 74. En la realización ilustrada, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 y la turbina de vapor 104 están dispuestos en tándem para accionar la misma maquinaria 106. Sin embargo, en otras realizaciones, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 y la turbina de vapor 104 pueden accionar por separado diferentes maquinarias 106 para generar independientemente potencia mecánica 72 y/o potencia eléctrica 74. A medida que se acciona la turbina de vapor 104 por el vapor 62 del HRSG 56, el vapor 62 disminuye gradualmente en temperatura y presión. Por consiguiente, la turbina de vapor 104 recircula el vapor 62 y/o el agua 108 usados nuevamente al HRSG 56 para generar vapor adicional a través de la recuperación de calor del gas de escape 60. Además de la generación de vapor, el HRSG 56, el sistema de EGR 58, y/u otra parte del sistema de procesamiento de EG 54 pueden producir el agua 64, el gas de escape 42 para su uso con el sistema de producción de hidrocarburos 12 y el gas de escape 66 para su uso como una entrada en el sistema de turbina de gas de SEGR 52. Por ejemplo, el agua 64 puede ser un agua tratada 64, tal como un agua desalada para su uso en otras aplicaciones. El agua desalada puede ser específicamente útil en regiones de baja disponibilidad de agua. Con respecto al gas de escape 60, las realizaciones del sistema de procesamiento de EG 54 pueden configurarse para recircular el gas de escape 60 a través del sistema de EGR 58 con o sin pasar el gas de escape 60 a través del HRSG 56.

En la realización ilustrada, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 tiene una trayectoria de recirculación de escape 110, que se extiende desde una salida de escape hasta una entrada de escape del sistema 52. A lo largo de la trayectoria 110, el gas de escape 60 pasa a través del sistema de procesamiento de EG 54, que incluye el HRSG 56 y el sistema de EGR 58 en la realización ilustrada. El sistema de EGR 58 puede incluir uno o más conductos, válvulas, sopladores, sistemas de tratamiento de gases (por ejemplo, filtros, unidades de eliminación de partículas, unidades de separación de gases, unidades de purificación de gases, intercambiadores de calor, unidades de recuperación de calor tales como generadores de vapor de recuperación de calor, unidades de eliminación de humedad, unidades de catalizador, unidades de inyección de productos químicos, o cualquier combinación de los mismos) en disposiciones en serie y/o en paralelo a lo largo de la trayectoria 110. En otras palabras, el sistema de EGR 58 puede incluir cualquier componente de control de flujo, componente de control de presión, componente de control de temperatura, componente de control de humedad y componentes de control de composición de gas a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape 110 entre la salida de escape y la entrada de escape del sistema 52. Por consiguiente, en las realizaciones con el HRSG 56 a lo largo de la trayectoria 110, el HRSG 56 puede considerarse un componente del sistema de EGR 58. Sin embargo, en ciertas realizaciones, el HRSG 56 puede estar dispuesto a lo largo de una trayectoria de escape independiente de la trayectoria de recirculación de escape 110. Independientemente de si el HRSG 56 está en una trayectoria separada o en una trayectoria común con el sistema de EGR 58, el HRSG 56 y el sistema de EGR 58 admiten el gas de escape 60 y emiten ya sea el gas de escape recirculado 66, el gas de escape 42 para su uso con el sistema de suministro de EG 78 (por ejemplo, para el sistema de producción de hidrocarburos 12 y/u otros sistemas 84), u otra salida de gases de escape. De nuevo, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 admite, mezcla y estequiométricamente quema el gas de escape 66, el oxidante 68 y el combustible 70 (por ejemplo, llamas premezcladas y/o de difusión) para producir un gas de escape sustancialmente libre de oxígeno y libre de combustible 60 para su distribución al sistema de procesamiento de EG 54, al sistema de producción de hidrocarburos 12 o a otros sistemas 84.

Como se ha indicado anteriormente haciendo referencia a la figura 1, el sistema de producción de hidrocarburos 12 puede incluir una variedad de equipos para facilitar la recuperación o la producción de petróleo/gas 48 desde un depósito subterráneo 20 a través de un pozo de petróleo/gas 26. Por ejemplo, el sistema de producción de

5 hidrocarburos 12 puede incluir el sistema de EOR 18 que tiene el sistema de inyección de fluidos 34. En la realización ilustrada, el sistema de inyección de fluidos 34 incluye un sistema de EOR de inyección de gases de escape 112 y un sistema de EOR de inyección de vapor 114. Aunque el sistema de inyección de fluidos 34 puede recibir fluidos de una variedad de fuentes, la realización ilustrada puede recibir el gas de escape 42 y el vapor 62 del sistema de servicio basado en turbinas 14. El gas de escape 42 y/o el vapor 62 producido por el sistema de servicio basado en turbinas 14 también pueden dirigirse al sistema de producción de hidrocarburos 12 para su uso en otros sistemas de petróleo/gas 116.

10 La cantidad, calidad y flujo del gas de escape 42 y/o del vapor 62 pueden controlarse por el sistema de control 100. El sistema de control 100 puede estar dedicado por completo al sistema de servicio basado en turbinas 14, o el sistema de control 100 también puede proporcionar opcionalmente control (o al menos algunos datos para facilitar el control) para el sistema de producción de hidrocarburos 12 y/u otros sistemas 84. En la realización ilustrada, el sistema de control 100 incluye un controlador 118 que tiene un procesador 120, una memoria 122, un control de turbina de vapor 124, un control de sistema de turbina de gas de SEGR 126 y un control de maquinaria 128. El procesador 120 puede incluir un procesador único o dos o más procesadores redundantes, tales como procesadores redundantes triples para el control del sistema de servicio basado en turbinas 14. La memoria 122 puede incluir una memoria volátil y/o no volátil. Por ejemplo, la memoria 122 puede incluir uno o más discos duros, memoria flash, memoria de solo lectura, memoria de acceso aleatorio, o cualquier combinación de los mismos. Los controles 124, 126 y 128 pueden incluir controles de software y/o hardware. Por ejemplo, los controles 124, 126 y 128 pueden incluir varias instrucciones o códigos almacenados en la memoria 122 y ejecutables por el procesador 120. El control 124 está configurado para controlar la operación de la turbina de vapor 104, el control de sistema de turbina de gas de SEGR 126 está configurado para controlar el sistema 52, y el control 128 de la maquinaria está configurado para controlar la maquinaria 106. Por lo tanto, el controlador 118 (por ejemplo, los controles 124, 126 y 128) puede configurarse para coordinar diversos subsistemas del sistema de servicio basado en turbinas 14 para proporcionar una corriente adecuada del gas de escape 42 al sistema de producción de hidrocarburos 12.

30 En ciertas realizaciones del sistema de control 100, cada elemento (por ejemplo, sistema, subsistema y componente) ilustrado en los dibujos o descrito en el presente documento incluye (por ejemplo, directamente dentro, corriente arriba o corriente abajo de dicho elemento) una o más características de control industrial, tales como sensores y dispositivos de control, que se acoplan comunicativamente entre sí a través de una red de control industrial junto con el controlador 118. Por ejemplo, los dispositivos de control asociados con cada elemento pueden incluir un controlador de dispositivo dedicado (por ejemplo, un procesador, una memoria e instrucciones de control), uno o más accionadores, válvulas, interruptores y equipamiento de control industrial, que permiten un control basado en la retroalimentación de sensor 130, señales de control desde el controlador 118, señales de control de un usuario, o cualquier combinación de las mismas. Por lo tanto, cualquiera de las funcionalidades de control descritas en el presente documento puede implementarse con instrucciones de control almacenadas y/o ejecutables por el controlador 118, controladores de dispositivos dedicados asociados con cada elemento, o una combinación de los mismos.

40 Con el fin de facilitar dicha funcionalidad de control, el sistema de control 100 incluye uno o más sensores distribuidos en todo el sistema 10 para obtener la retroalimentación de sensor 130 para su uso en la ejecución de los diversos controles, por ejemplo, los controles 124, 126 y 128. Por ejemplo, la retroalimentación de sensor 130 puede obtenerse a partir de sensores distribuidos en todo el sistema de turbina de gas de SEGR 52, la maquinaria 106, el sistema de procesamiento de EG 54, la turbina de vapor 104, el sistema de producción de hidrocarburos 12, o cualquier otro componente en todo el sistema de servicio basado en turbinas 14 o el sistema de producción de hidrocarburos 12. Por ejemplo, la retroalimentación de sensor 130 puede incluir retroalimentación de temperatura, retroalimentación de presión, retroalimentación de caudal, retroalimentación de temperatura de llama, retroalimentación de dinámicas de combustión, retroalimentación de composición de oxidante de admisión, retroalimentación de composición de combustible de admisión, retroalimentación de composición de escape, el nivel de salida de la potencia mecánica 72, el nivel de salida de la potencia eléctrica 74, la cantidad de salida del gas de escape 42, 60, la cantidad o calidad de salida del agua 64, o cualquier combinación de los mismos. Por ejemplo, la retroalimentación de sensor 130 puede incluir una composición del gas de escape 42, 60 para facilitar la combustión estequiométrica en el sistema de turbina de gas de SEGR 52. Por ejemplo, la retroalimentación de sensor 130 puede incluir la retroalimentación de uno o más sensores de oxidante de admisión a lo largo de una trayectoria de suministro de oxidante del oxidante 68, uno o más sensores de combustible de admisión a lo largo de una trayectoria de suministro de combustible del combustible 70, y uno o más sensores de emisiones de escape dispuestos a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape 110 y/o dentro del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Los sensores de oxidación de admisión, los sensores de combustible de admisión y los sensores de emisiones de escape pueden incluir sensores de temperatura, sensores de presión, sensores de caudal y sensores de composición. Los sensores de emisiones pueden incluir sensores para óxidos de nitrógeno (por ejemplo, sensores de NOx), óxidos de carbono (por ejemplo, sensores de CO y sensores de CO<sub>2</sub>), óxidos de azufre (por ejemplo, sensores de SOx), hidrógeno (por ejemplo, sensores de H<sub>2</sub>), oxígeno (por ejemplo, sensores de O<sub>2</sub>), hidrocarburos sin quemar (por ejemplo, sensores de HC) u otros productos de combustión incompleta, o cualquier combinación de los mismos.

65 Usando esta retroalimentación 130, el sistema de control 100 puede ajustar (por ejemplo, aumentar, disminuir o mantener) el flujo de admisión del gas de escape 66, el oxidante 68 y/o el combustible 70 en el sistema de turbina de gas de SEGR 52 (entre otros parámetros operativos) para mantener la relación de equivalencia dentro de un intervalo

adecuado, por ejemplo, entre aproximadamente 0,95 y aproximadamente 1,05, entre aproximadamente 0,95 y aproximadamente 1,0, entre aproximadamente 1,0 y aproximadamente 1,05, o sustancialmente a 1,0. Por ejemplo, el sistema de control 100 puede analizar la retroalimentación 130 para monitorizar las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración de óxidos de nitrógeno, óxidos de carbono tales como CO y CO<sub>2</sub>, óxidos de azufre, hidrógeno, oxígeno, hidrocarburos sin quemar y otros productos de combustión incompleta) y/o determinar la relación de equivalencia, y a continuación controlar uno o más componentes para ajustar las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración en el gas de escape 42) y/o la relación de equivalencia. Los componentes controlados pueden incluir cualquiera de los componentes ilustrados y descritos haciendo referencia a los dibujos, que incluyen pero no se limitan a, válvulas a lo largo de las trayectorias de suministro para el oxidante 68, el combustible 70 y el gas de escape 66; un compresor de oxidante, una bomba de combustible o cualquier componente del sistema de procesamiento de EG 54; cualquier componente del sistema de turbina de gas de SEGR 52, o cualquier combinación de los mismos. Los componentes controlados pueden ajustar (por ejemplo, aumentar, disminuir o mantener) los caudales, las temperaturas, las presiones o los porcentajes (por ejemplo, la relación de equivalencia) del oxidante 68, el combustible 70 y el gas de escape 66 que se queman dentro del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Los componentes controlados también pueden incluir uno o más sistemas de tratamiento de gases, tales como unidades de catalizador (por ejemplo, unidades de catalizador de oxidación), suministros para las unidades de catalizador (por ejemplo, combustible de oxidación, calor, electricidad, etc.), unidades de purificación y/o separación de gases (por ejemplo, separadores a base de solventes, absorbentes, tanques de flash, etc.), y unidades de filtración. Los sistemas de tratamiento de gases pueden ayudar a reducir diversas emisiones de escape a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape 110, una trayectoria de ventilación (por ejemplo, escapado hacia la atmósfera), o una trayectoria de extracción al sistema de suministro de EG 78.

En ciertas realizaciones, el sistema de control 100 puede analizar la retroalimentación 130 y controlar uno o más componentes para mantener o reducir los niveles de emisiones (por ejemplo, niveles de concentración en los gases de escape 42, 60, 95) a un intervalo objetivo, tal como menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000, 5000 o 10000 partes por millón (ppmv). Estos intervalos objetivo pueden ser iguales o diferentes para cada una de las emisiones de escape, por ejemplo, niveles de concentración de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, óxidos de azufre, hidrógeno, oxígeno, hidrocarburos no quemados y otros productos de combustión incompleta. Por ejemplo, dependiendo de la relación de equivalencia, el sistema de control 100 puede controlar selectivamente las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración) de oxidante (por ejemplo, oxígeno) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 250, 500, 750 o 1000 ppmv; El monóxido de carbono (CO) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 20, 50, 100, 200, 500, 1000, 2500 o 5000 ppmv; y óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 50, 100, 200, 300, 400 o 500 ppmv. En ciertas realizaciones que operan con una relación de equivalencia sustancialmente estequiométrica, el sistema de control 100 puede controlar selectivamente las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración) de oxidante (por ejemplo, oxígeno) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 o 100 ppmv; y el monóxido de carbono (CO) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 500, 1000, 2000, 3000, 4000 o 5000 ppmv. En ciertas realizaciones que operan con una relación de equivalencia de combustible pobre (por ejemplo, entre aproximadamente 0,95 a 1,0), el sistema de control 100 puede controlar selectivamente las emisiones de escape (por ejemplo, niveles de concentración) de oxidante (por ejemplo, oxígeno) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1100, 1200, 1300, 1400 o 1500 ppmv; El monóxido de carbono (CO) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 150 o 200 ppmv; y óxidos de nitrógeno (por ejemplo, NO<sub>x</sub>) dentro de un intervalo objetivo de menos de aproximadamente 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350 o 400 ppmv. Los intervalos objetivo anteriores son simplemente ejemplos, y no pretenden limitar el alcance de las realizaciones desveladas.

El sistema de control 100 también puede estar acoplado a una interfaz local 132 y una interfaz remota 134. Por ejemplo, la interfaz local 132 puede incluir una estación de trabajo informática dispuesta en el mismo lugar en el sistema de servicio basado en turbinas 14 y/o en el sistema de producción de hidrocarburos 12. En contraste, la interfaz remota 134 puede incluir una estación de trabajo informática dispuesta en otro lugar diferente del sistema de servicio basado en turbinas 14 y del sistema de producción de hidrocarburos 12, tal como a través de una conexión de internet. Estas interfaces 132 y 134 facilitan la monitorización y el control del sistema de servicio basado en turbinas 14, tal como a través de una o más pantallas gráficas de retroalimentación de sensor 130, parámetros operacionales, etc.

Nuevamente, como se ha observado anteriormente, el controlador 118 incluye una variedad de controles 124, 126 y 128 para facilitar el control del sistema de servicio basado en turbinas 14. El control de turbina de vapor 124 puede recibir la retroalimentación de sensor 130 y los comandos de control de salida para facilitar la operación de la turbina de vapor 104. Por ejemplo, el control de turbina de vapor 124 puede recibir la retroalimentación de sensor 130 del HRSG 56, la maquinaria 106, los sensores de temperatura y presión a lo largo de la trayectoria del vapor 62, los sensores de temperatura y presión a lo largo de la trayectoria del agua 108, y de diversos sensores indicativos de la potencia mecánica 72 y la potencia eléctrica 74. Del mismo modo, el control de sistema de turbina de gas de SEGR 126 puede recibir la retroalimentación de sensor 130 desde uno o más sensores dispuestos a lo largo del sistema de turbina de gas de SEGR 52, la maquinaria 106, el sistema de procesamiento de EG 54, o cualquier combinación de los mismos. Por ejemplo, la retroalimentación de sensor 130 puede obtenerse a partir de sensores de temperatura, sensores de presión, sensores de holgura, sensores de llama, sensores de composición de combustible, sensores de

composición de gases de escape, o cualquier combinación de los mismos, dispuestos dentro o fuera del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Finalmente, el control de maquinaria 128 puede recibir la retroalimentación de sensor 130 desde diversos sensores asociados con la potencia mecánica 72 y la potencia eléctrica 74, así como de sensores dispuestos dentro de la maquinaria 106. Cada uno de estos controles 124, 126 y 128 usa la retroalimentación de sensor 130 para mejorar la operación del sistema de servicio basado en turbinas 14.

En la realización ilustrada, el control de sistema de turbina de gas de SEGR 126 puede ejecutar instrucciones para controlar la cantidad y calidad de los gases de escape 42, 60, 95 en el sistema de procesamiento de EG 54, el sistema de suministro de EG 78, el sistema de producción de hidrocarburos 12, y/o en los otros sistemas 84. Por ejemplo, el control de sistema de turbina de gas de SEGR 126 puede mantener un nivel de oxidante (por ejemplo, oxígeno) y/o combustible sin quemar en el gas de escape 60 por debajo de un umbral adecuado para su uso con el sistema de EOR de inyección de gas de escape 112. En ciertas realizaciones, los niveles de umbral pueden ser menores que el 1, 2, 3, 4 o 5 por ciento de oxidante (por ejemplo, oxígeno) y/o combustible sin quemar por volumen de los gases de escape 42, 60; o los niveles de umbral de oxidante (por ejemplo, oxígeno) y/o combustible sin quemar (y otras emisiones de escape) pueden ser menores que aproximadamente 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 200, 300, 400, 500, 1000, 2000, 3000, 4000 o 5000 partes por millón por volumen (ppmv) en los gases de escape 42, 60. Mediante un ejemplo adicional, con el fin de lograr estos niveles bajos de oxidante (por ejemplo, oxígeno) y/o combustible sin quemar, el control de sistema de turbina de gas de SEGR 126 puede mantener una relación de equivalencia para la combustión en el sistema de turbina de gas de SEGR 52 entre aproximadamente 0,95 y aproximadamente 1,05. El control de sistema de turbina de gas de SEGR 126 también puede controlar el sistema de extracción de EG 80 y el sistema de tratamiento de EG 82 para mantener la temperatura, presión, caudal y composición de gas del gas de escape 42, 60, 95 dentro de los intervalos adecuados para el sistema de EOR de inyección de gas de escape 112, la tubería 86, el tanque de almacenamiento 88 y el sistema de secuestro de carbono 90. Como se ha explicado anteriormente, el sistema de tratamiento de EG 82 puede controlarse para purificar y/o separar el gas de escape 42 en una o más corrientes de gas 95, tal como una corriente rica en CO<sub>2</sub>, pobre en N<sub>2</sub> 96, una corriente de concentración intermedia de CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> 97, y una corriente pobre en CO<sub>2</sub>, rica en N<sub>2</sub> 98. Además de los controles para los gases de escape 42, 60 y 95, los controles 124, 126 y 128 pueden ejecutar una o más instrucciones para mantener la potencia mecánica 72 dentro de un intervalo de potencia adecuado, o mantener la potencia eléctrica 74 dentro de un intervalo de frecuencia y potencia adecuado.

La figura 3 es un diagrama de una realización del sistema 10, que ilustra además detalles del sistema de turbina de gas de SEGR 52 para su uso con el sistema de producción de hidrocarburos 12 y/u otros sistemas 84. En la realización ilustrada, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 incluye un motor de turbina de gas 150 acoplado al sistema de procesamiento de EG 54. El motor de turbina de gas ilustrado 150 incluye una sección de compresor de escape 152, una sección de cámara de combustión 154, y una sección de expansión o sección de turbina 156. La sección de compresor de escape 152 incluye uno o más compresores de gases de escape o etapas de compresor 158, tales como de 1 a 20 etapas de paletas de compresor rotativo dispuestas en una disposición en serie. Del mismo modo, la sección de cámara de combustión 154 incluye una o más cámaras de combustión 160, tales como de 1 a 20 cámaras de combustión 160 distribuidas circunferencialmente alrededor de un eje de rotación 162 del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Además, cada cámara de combustión 160 puede incluir una o más boquillas de combustible 164 configuradas para inyectar el gas de escape 66, el oxidante 68 y/o el combustible 70. Por ejemplo, una parte de extremo superior 166 de cada cámara de combustión 160 puede alojar 1, 2, 3, 4, 5, 6 o más boquillas de combustible 164, que pueden inyectar corrientes o mezclas de los gases de escape 66, el oxidante 68 y/o el combustible 70 en una parte de combustión 168 (por ejemplo, la cámara de combustión) de la cámara de combustión 160.

Las boquillas de combustible 164 pueden incluir cualquier combinación de boquillas de combustible de premezcla 164 (por ejemplo, configuradas para premezclar el oxidante 68 y el combustible 70 para la generación de una llama de premezcla de combustible/oxidante) y/o boquillas de combustible de difusión 164 (por ejemplo, configuradas para inyectar flujos separados del oxidante 68 y del combustible 70 para la generación de una llama de difusión de oxidante/combustible). Las realizaciones de las boquillas de combustible de premezcla 164 pueden incluir paletas de turbulencia, cámaras de mezcla u otras características para mezclar internamente el oxidante 68 y el combustible 70 dentro de las boquillas 164, antes de la inyección y la combustión en la cámara de combustión 168. Las boquillas de combustible de premezcla 164 también pueden recibir al menos algo de oxidante parcialmente mezclado 68 y combustible 70. En ciertas realizaciones, cada boquilla de combustible de difusión 164 puede aislar los flujos del oxidante 68 y el combustible 70 hasta el punto de inyección, mientras que también aísla los flujos de uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas de escape 66, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) hasta el punto de inyección. En otras realizaciones, cada boquilla de combustible de difusión 164 puede aislar los flujos del oxidante 68 y el combustible 70 hasta el punto de inyección, mientras mezcla parcialmente uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas de escape 66, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) con el oxidante 68 y/o el combustible 70 antes del punto de inyección. Además, pueden inyectarse uno o más diluyentes (por ejemplo, el gas de escape 66, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) en la cámara de combustión (por ejemplo, en los productos calientes de combustión) ya sea en o corriente abajo de la zona de combustión, ayudando de este modo a reducir la temperatura de los productos calientes de la combustión y a reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> (por ejemplo, NO y NO<sub>2</sub>). Independientemente del tipo de boquilla de combustible 164, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 puede controlarse para proporcionar una combustión sustancialmente estequiométrica del oxidante 68 y el combustible 70.

En las realizaciones de combustión por difusión que usan las boquillas de combustible de difusión 164, el combustible 70 y el oxidante 68 en general no se mezclan corriente arriba de la llama de difusión, sino que más bien el combustible 70 y el oxidante 68 se mezclan y reaccionan directamente en la superficie de llama y/o en la superficie de llama que existe en la localización de la mezcla entre el combustible 70 y el oxidante 68. En particular, el combustible 70 y el oxidante 68 se aproximan por separado a la superficie de llama (o frontera/interfaz de difusión), y a continuación se difunden (por ejemplo, mediante difusión molecular y viscosa) a lo largo de la superficie de llama (o frontera/interfaz de difusión) para generar la llama de difusión. Cabe destacar que el combustible 70 y el oxidante 68 pueden estar en una relación sustancialmente estequiométrica a lo largo de esta superficie de llama (o frontera/interfaz de difusión), lo que puede resultar en una mayor temperatura de llama (por ejemplo, una temperatura de llama pico) a lo largo de esta superficie de llama. La relación de combustible/oxidante estequiométrica da como resultado en general una mayor temperatura de llama (por ejemplo, una temperatura de llama pico), en comparación con una relación de combustible/oxidante pobre en combustible o rica en combustible. Como resultado, la llama de difusión puede ser sustancialmente más estable que una llama de premezcla, debido a que la difusión del combustible 70 y el oxidante 68 ayuda a mantener una relación estequiométrica (y mayor temperatura) a lo largo de la superficie de llama. Aunque mayores temperaturas de llama también pueden conducir a mayores emisiones de escape, tales como las emisiones de NO<sub>x</sub> las realizaciones desveladas usan uno o más diluyentes para ayudar a controlar la temperatura y las emisiones, evitando al mismo tiempo cualquier premezcla del combustible 70 y el oxidante 68. Por ejemplo, las realizaciones desveladas pueden introducir uno o más diluyentes separados del combustible 70 y el oxidante 68 (por ejemplo, después del punto de combustión y/o corriente abajo de la llama de difusión), ayudando de este modo a reducir la temperatura y reducir las emisiones (por ejemplo, las emisiones de NO<sub>x</sub>) producidas por la llama de difusión.

En funcionamiento, como se ilustra, la sección de compresor de escape 152 recibe y comprime el gas de escape 66 del sistema de procesamiento de EG 54, y emite un gas de escape comprimido 170 a cada una de las cámaras de combustión 160 en la sección de cámara de combustión 154. Tras la combustión del combustible 60, el oxidante 68 y el gas de escape 170 dentro de cada cámara de combustión 160, el gas de escape adicional o los productos de la combustión 172 (es decir, el gas de combustión) se dirigen a la sección de turbina 156. Similar a la sección de compresor de escape 152, la sección de turbina 156 incluye una o más turbinas o etapas de turbina 174, que pueden incluir una serie de paletas de turbina rotativa. Estas paletas de turbina se accionan por los productos de combustión 172 generados en la sección de cámara de combustión 154, accionando de este modo la rotación de un árbol 176 acoplado a la maquinaria 106. De nuevo, la maquinaria 106 puede incluir una variedad de equipos acoplados a cualquier extremo del sistema de turbina de gas de SEGR 52, tal como la maquinaria 106, 178 acoplada a la sección de turbina 156 y/o la maquinaria 106, 180 acoplada a la sección de compresor de escape 152. En ciertas realizaciones, la maquinaria 106, 178, 180 puede incluir uno o más generadores eléctricos, compresores de oxidante para el oxidante 68, bombas de combustible para el combustible 70, cajas de engranajes o accionamientos adicionales (por ejemplo, turbina de vapor 104, motor eléctrico, etc.) acoplados al sistema de turbina de gas de SEGR 52. Los ejemplos no limitantes se explican con más detalle a continuación haciendo referencia a la TABLA 1. Como se ilustra, la sección de turbina 156 emite el gas de escape 60 para hacerlo recircular a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape 110 desde una salida de escape 182 de la sección de turbina 156 hasta una entrada de escape 184 en la sección de compresor de escape 152. A lo largo de la trayectoria de recirculación de escape 110, el gas de escape 60 pasa a través del sistema de procesamiento de EG 54 (por ejemplo, el HRS 56 y/o el sistema de EGR 58) como se ha explicado en detalle anteriormente.

De nuevo, cada cámara de combustión 160 en la sección de cámara de combustión 154 recibe, mezcla y quema estequiométricamente el gas de escape comprimido 170, el oxidante 68 y el combustible 70 para producir el gas de escape o los productos adicionales de la combustión 172 para accionar la sección de turbina 156. En ciertas realizaciones, el oxidante 68 se comprime mediante un sistema de compresión de oxidante 186, tal como un sistema de compresión de oxidante principal (MOC) (por ejemplo, un sistema de compresión de aire principal (MAC)) que tiene uno o más compresores de oxidante (MOC). El sistema de compresión de oxidante 186 incluye un compresor de oxidante 188 acoplado a un accionamiento 190. Por ejemplo, el accionamiento 190 puede incluir un motor eléctrico, un motor de combustión o cualquier combinación de los mismos. En ciertas realizaciones, el accionamiento 190 puede ser un motor de turbina, tal como el motor de turbina de gas 150. Por consiguiente, el sistema de compresión de oxidante 186 puede ser una parte integral de la maquinaria 106. En otras palabras, el compresor 188 puede accionarse directa o indirectamente por la potencia mecánica 72 suministrada por el árbol 176 del motor de turbina de gas 150. En una realización de este tipo, el accionamiento 190 puede excluirse, debido a que el compresor 188 se basa en la potencia emitida desde el motor de turbina 150. Sin embargo, en ciertas realizaciones que emplean más de un compresor de oxidante, un primer compresor de oxidante (por ejemplo, un compresor de oxidante de baja presión (LP)) puede accionarse por la unidad 190 mientras que el árbol 176 acciona un segundo compresor de oxidante (por ejemplo, un compresor de oxidante de alta presión (HP)), o viceversa. Por ejemplo, en otra realización, el MOC HP se acciona por el accionamiento 190 y el compresor de oxidante de LP se acciona por el árbol 176. En la realización ilustrada, el sistema de compresión de oxidante 186 está separado de la maquinaria 106. En cada una de estas realizaciones, el sistema de compresión 186 comprime y suministra el oxidante 68 a las boquillas de combustible 164 y las cámaras de combustión 160. Por consiguiente, parte o toda la maquinaria 106, 178, 180 puede configurarse para aumentar la eficacia operativa del sistema de compresión 186 (por ejemplo, el compresor 188 y/o unos compresores adicionales).

La variedad de componentes de la maquinaria 106, indicada por los números de elemento 106A, 106B, 106C, 106D,

106E y 106F, puede disponerse a lo largo de la línea del árbol 176 y/o paralela a la línea del árbol 176 en una o más disposiciones de serie, disposiciones en paralelo, o cualquier combinación de disposiciones en series y paralelo. Por ejemplo, la maquinaria 106, 178, 180 (por ejemplo, 106A a 106F) puede incluir cualquier disposición en serie y/o paralelo, en cualquier orden, de: una o más cajas de engranajes (por ejemplo, árbol paralelo, cajas de engranajes epicicloidales), uno o más compresores (por ejemplo, compresores de oxidante, compresores de refuerzo como los compresores de refuerzo EG), una o más unidades de generación de energía (por ejemplo, generadores eléctricos), uno o más accionamientos (por ejemplo, motores de turbina de vapor, motores eléctricos), unidades de intercambio de calor (por ejemplo, intercambiadores de calor directos o indirectos), embragues, o cualquier combinación de los mismos. Los compresores pueden incluir compresores axiales, compresores radiales o centrífugos, o cualquier combinación de los mismos, teniendo cada uno de los mismos una o más etapas de compresión. Con respecto a los intercambiadores de calor, los intercambiadores de calor directos pueden incluir enfriadores por aspersión (por ejemplo, interenfriadores por aspersión), que inyectan un rociado de líquido en un flujo de gas (por ejemplo, flujo de oxidante) para el enfriamiento directo del flujo de gas. Los intercambiadores de calor indirectos pueden incluir al menos una pared (por ejemplo, un intercambiador de calor de carcasa y tubo) que separa los flujos primero y segundo, tal como un flujo de fluido (por ejemplo, flujo de oxidante) separado de un flujo de refrigerante (por ejemplo, agua, aire, refrigerante, o cualquier otro refrigerante líquido o de gas), en el que el flujo de refrigerante transfiere calor del flujo de fluido sin ningún contacto directo. Los ejemplos de intercambiadores de calor indirectos incluyen interenfriadores, intercambiadores de calor y unidades de recuperación de calor, tales como generadores de vapor de recuperación de calor. Los intercambiadores de calor también pueden incluir calentadores. Como se explica con más detalle a continuación, cada uno de estos componentes de maquinaria puede usarse en diversas combinaciones, como se indica en los ejemplos no limitativos expuestos en la TABLA 1.

En general, la maquinaria 106, 178, 180 puede configurarse para aumentar la eficacia del sistema de compresión 186, por ejemplo, ajustando las velocidades operativas de uno o más compresores de oxidante en el sistema 186, facilitando la compresión del oxidante 68 a través del enfriamiento, y/o la extracción de la energía excedente. Las realizaciones desveladas están destinadas a incluir todas y cada una de las permutaciones de los componentes anteriores en la maquinaria 106, 178, 180 en disposiciones en serie y paralelas, en las que uno, más de uno, todos o ninguno de los componentes obtiene energía del árbol 176. Como se ilustra a continuación, la TABLA 1 representa algunos ejemplos no limitativos de las disposiciones de la maquinaria 106, 178, 180 dispuesta próxima y/o acoplada a las secciones de compresor y de turbina 152, 156.

[Tabla 1]

106A	106B	106C	106D	106E	106F
MOC	GEN				
MOC	GBX	GEN			
MOC LP	MOC HP	GEN			
MOC HP	GBX	MOC LP	GEN		
MOC MOC	GBX	GEN			
MOC HP	GBX	GEN	MOC LP		
MOC MOC	GBX GBX	DRV GEN			
DRV	GBX	MOC LP	MOC HP	GBX	GEN
DRV	GBX	MOC HP	MOC LP	GEN	
MOC HP	CLR GBX	MOC LP	GEN		
MOC HP	CLR GBX	MOC LP	GBX	GEN	
MOC HP	STGN HTR GBX	MOC LP	GEN		
MOC	GEN	DRV			
MOC	DRV	GEN			
DRV	MOC	GEN			
DRV	CLU	MOC	GEN		
DRV	CLU	MOC	GBX	GEN	

Como se ha ilustrado anteriormente en la TABLA 1, una unidad de enfriamiento se representa como CLR, un embrague se representa como CLU, un accionamiento se representa mediante DRV, una caja de engranajes se representa como GBX, un generador se representa por GEN, una unidad de calentamiento se representa por HTR, una unidad de compresor de oxidante principal se representa por MOC, representándose las variantes de baja presión y alta presión como MOC LP y MOC HP, respectivamente, y una unidad de generador de vapor se representa como STGN. Aunque la TABLA 1 ilustra la maquinaria 106, 178, 180 en secuencia hacia la sección de compresor de escape 152 o la sección de turbina 156, la TABLA 1 también pretende cubrir la secuencia inversa de la maquinaria 106, 178, 180. En la TABLA 1, cualquier celda que incluya dos o más componentes pretende cubrir una disposición paralela de los componentes. La TABLA 1 no pretende excluir ninguna permutación no ilustrada de la maquinaria 106, 178, 180. Estos componentes de la maquinaria 106, 178, 180 pueden permitir el control por retroalimentación de la temperatura, la presión y el caudal del oxidante 68 enviado al motor de turbina de gas 150. Como se explica con más detalle a continuación, el oxidante

68 y el combustible 70 pueden suministrarse al motor de turbina de gas 150 en localizaciones específicamente seleccionadas para facilitar el aislamiento y la extracción del gas de escape comprimido 170 sin ningún oxidante 68 o combustible 70 que degraden la calidad de los gases de escape 170.

5 El sistema de suministro de EG 78, como se ilustra en la figura 3, se dispone entre el motor de turbina de gas 150 y los sistemas objetivo (por ejemplo, el sistema de producción de hidrocarburos 12 y los otros sistemas 84). En particular, el sistema de suministro de EG 78, por ejemplo, el sistema de extracción de EG (EGES) 80, puede acoplarse al motor de turbina de gas 150 en uno o más puntos de extracción 76 a lo largo de la sección de compresor de escape 152, la sección de cámara de combustión 154, y/o la sección de turbina 156. Por ejemplo, los puntos de extracción 76 pueden localizarse entre etapas de compresor adyacentes, tales como 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 o 10 puntos de extracción entre etapas 76 entre las etapas de compresor. Cada uno de estos puntos de extracción entre etapas 76 proporciona una temperatura y presión diferentes del gas de escape extraído 42. De manera similar, los puntos de extracción 76 pueden localizarse entre etapas de turbina adyacentes, tales como 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 o 10 puntos de extracción entre etapas 76 entre las etapas de turbina. Cada uno de estos puntos de extracción entre etapas 76 proporciona una temperatura y presión diferentes del gas de escape extraído 42. Mediante un ejemplo adicional, los puntos de extracción 76 pueden localizarse en una multitud de localizaciones a lo largo de la sección de cámara de combustión 154, que puede proporcionar diferentes temperaturas, presiones, caudales y composiciones de gas. Cada uno de estos puntos de extracción 76 puede incluir un conducto de extracción de EG, una o más válvulas, sensores y controles, que pueden usarse para controlar selectivamente el flujo del gas de escape extraído 42 hacia el sistema de suministro de EG 78.

20 El gas de escape extraído 42, que se distribuye por el sistema de suministro de EG 78, tiene una composición controlada adecuada para los sistemas objetivo (por ejemplo, el sistema de producción de hidrocarburos 12 y los otros sistemas 84). Por ejemplo, en cada uno de estos puntos de extracción 76, el gas de escape 170 puede estar sustancialmente aislado de los puntos de inyección (o flujos) del oxidante 68 y el combustible 70. En otras palabras, el sistema de suministro de EG 78 puede estar diseñado específicamente para extraer el gas de escape 170 del motor de turbina de gas 150 sin ningún oxidante 68 o combustible 70 añadido. Además, en vista de la combustión estequiométrica en cada una de las cámaras de combustión 160, el gas de escape extraído 42 puede estar sustancialmente libre de oxígeno y combustible. El sistema de suministro de EG 78 puede dirigir el gas de escape extraído 42 directa o indirectamente hacia el sistema de producción de hidrocarburos 12 y/u otros sistemas 84 para su uso en diversos procesos, tal como la recuperación de petróleo mejorada, la secuestración de carbono, el almacenamiento o el transporte a una localización en otro lugar. Sin embargo, en ciertas realizaciones, el sistema de suministro de EG 78 incluye el sistema de tratamiento de EG (EGTS) 82 para un tratamiento adicional del gas de escape 42, antes de su uso con los sistemas objetivo. Por ejemplo, el sistema de tratamiento de EG 82 puede purificar y/o separar el gas de escape 42 en una o más corrientes 95, tales como la corriente rica en CO<sub>2</sub>, pobre en N<sub>2</sub> 96, la corriente de concentración intermedia de CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> 97, y la corriente pobre en CO<sub>2</sub>, rica en N<sub>2</sub> 98. Estas corrientes de gases de escape tratados 95 pueden usarse individualmente, o en cualquier combinación, con el sistema de producción de hidrocarburos 12 y los otros sistemas 84 (por ejemplo, la tubería 86, el tanque de almacenamiento 88 y el sistema de secuestración de carbono 90).

40 De manera similar a los tratamientos de gases de escape realizados en el sistema de suministro de EG 78, el sistema de procesamiento de EG 54 puede incluir una pluralidad de componentes de tratamiento de gases de escape (EG) 192, tal como se indica con los números de elemento 194, 196, 198, 200, 202, 204, 206, 208 y 210. Estos componentes de tratamiento de EG 192 (por ejemplo, 194 a 210) pueden disponerse a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape 110 en una o más disposiciones en serie, disposiciones en paralelo o cualquier combinación de las disposiciones en serie y en paralelo. Por ejemplo, los componentes de tratamiento de EG 192 (por ejemplo, 194 a 210) pueden incluir cualquier disposición en serie y/o paralelo, en cualquier orden, de: uno o más intercambiadores de calor (por ejemplo, unidades de recuperación de calor tales como generadores de vapor de recuperación de calor, condensadores, enfriadores o calentadores), sistemas de catalizador (por ejemplo, sistemas de catalizador de oxidación), sistemas de eliminación de partículas y/o agua (por ejemplo, separadores inerciales, filtros coalescentes, filtros impermeables al agua y otros filtros), sistemas de inyección de productos químicos, sistemas de tratamiento a base de solventes (por ejemplo, absorbentes, tanques de flash, etc.), sistemas de captura de carbono, sistemas de separación de gases, sistemas de purificación de gases y/o un sistema de tratamiento a base de solventes, o cualquier combinación de los mismos. En ciertas realizaciones, los sistemas de catalizador pueden incluir un catalizador de oxidación, un catalizador de reducción de monóxido de carbono, un catalizador de reducción de óxidos de nitrógeno, un óxido de aluminio, un óxido de zirconio, un óxido de silicón, un óxido de titanio, un óxido de platino, un óxido de paladio, óxido de cobalto, o un óxido de metal mixto, o una combinación de los mismos. Las realizaciones divulgadas pretenden incluir todas y cada una de las permutaciones de los componentes 192 anteriores en disposiciones en serie y paralelo. Como se ilustra a continuación, la TABLA 2 representa algunos ejemplos no limitativos de las disposiciones de los componentes 192 a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape 110.

[Tabla 2]

194	196	198	200	202	204	206	208	210
CU	HRU	BB	MRU	PRU				
CU	HRU	HRU	BB	MRU	PRU	DIL		

(continuación)

194	196	198	200	202	204	206	208	210
CU	HRSG	HRSG	BB	MRU	PRU			
OCU	HRU	OCU	HRU	OCU	BB	MRU	PRU	
CU HRU	CU HRU	BB	MRU	PRU				
OCU HRSG	OCU HRSG	BB	MRU	PRU	DIL			
OCU	OCU HRSG	OCU	OCU HRSG	OCU	BB	MRU	PRU	DIL
OCU	ST HRSG	ST HRSG	BB	COND	INER	WFIL	CFIL	DIL
HRSG OCUST	OCU ST HRSG	BB	COND	INER	FIL	DIL		
OCU	ST HRSG	HRS ST	OCU	BB	COND HE MRU	WFIL MRU	INER PRU	CFIL FIL PRU
CU	COND HRU	COND HRU	COND HRU	BB	WFIL COND HE MRU	INER PRU	CFIL FIL PRU	DIL

Como se ha ilustrado anteriormente en la TABLA 2, una unidad de catalizador está representada por CU, una unidad de catalizador de oxidación está representada por OCU, un soplador de refuerzo está representado por BB, un intercambiador de calor está representado por HX, una unidad de recuperación de calor está representada por HRU, un generador de vapor de recuperación de calor está representado por HRSG, un condensador está representado por COND, una turbina de vapor está representada por ST, una unidad de eliminación de partículas está representada por PRU, una unidad de eliminación de humedad está representada por MRU, un filtro está representado por FIL, un filtro coalescente está representado por CFIL, un filtro impermeable al agua está representado por WFIL, un separador inercial está representado por INER y un sistema de suministro de diluyente (por ejemplo, vapor, nitrógeno u otro gas inerte) está representado por DIL. Aunque la TABLA 2 ilustra los componentes 192 en secuencia desde la salida de escape 182 de la sección de turbina 156 hacia la entrada de escape 184 de la sección de compresor de escape 152, la TABLA 2 también pretende cubrir la secuencia inversa de los componentes ilustrados 192. En la TABLA 2, cualquier celda que incluya dos o más componentes está diseñada para cubrir una unidad integrada con los componentes, una disposición en paralelo de los componentes o cualquier combinación de los mismos. Además, en el contexto de la TABLA 2, la HRU, el HRSG y el COND son ejemplos del HE; El HRSG es un ejemplo de la HRU; El COND, WFIL y CFIL son ejemplos de la WRU; el INER, FIL, WFIL y CFIL son ejemplos de la PRU; y el WFIL y CFIL son ejemplos del FIL. De nuevo, la TABLA 2 no pretende excluir ninguna permutación no ilustrada de los componentes 192. En ciertas realizaciones, los componentes ilustrados 192 (por ejemplo, 194 a 210) pueden integrarse parcial o totalmente dentro del HRSG 56, el sistema de EGR 58, o cualquier combinación de los mismos. Estos componentes de tratamiento de EG 192 pueden permitir el control por retroalimentación de la temperatura, la presión, el caudal y la composición del gas, al mismo tiempo que eliminan la humedad y las partículas del gas de escape 60. Además, el gas de escape tratado 60 puede extraerse en uno o más puntos de extracción 76 para su uso en el sistema de suministro de EG 78 y/o recircularse hacia la entrada de escape 184 de la sección de compresor de escape 152.

Cuando el gas de escape recirculado tratado 66 pasa a través de la sección de compresor de escape 152, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 puede purgar una parte del gas de escape comprimido a lo largo de una o más líneas 212 (por ejemplo, conductos de purga o conductos de derivación). Cada línea 212 puede dirigir el gas de escape a uno o más intercambiadores de calor 214 (por ejemplo, unidades de enfriamiento), enfriando de este modo el gas de escape para su recirculación de nuevo al sistema de turbina de gas de SEGR 52. Por ejemplo, después de pasar a través del intercambiador de calor 214, una parte del gas de escape enfriado puede dirigirse a la sección de turbina 156 a lo largo de la línea 212 para enfriar y/o sellar la carcasa de turbina, las cubiertas de turbina, los cojinetes y otros componentes. En una realización de este tipo, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 no dirige ningún oxidante 68 (u otros contaminantes potenciales) a través de la sección de turbina 156 para fines de enfriamiento y/o sellado, y por lo tanto, ninguna fuga del gas de escape enfriado contamina los productos calientes de la combustión (por ejemplo, gases de escape en funcionamiento) que fluyen a través y accionan las etapas de turbina de la sección de turbina 156. Mediante un ejemplo adicional, después de pasar a través del intercambiador de calor 214, una parte del gas de escape enfriado puede dirigirse a lo largo de la línea 216 (por ejemplo, un conducto de retorno) a una etapa de compresor corriente arriba de la sección de compresor de escape 152, mejorando de este modo la eficacia de compresión mediante la sección de compresor de escape 152. En una realización de este tipo, el intercambiador de calor 214 puede configurarse como una unidad de enfriamiento entre etapas para la sección de compresor de escape 152. De esta manera, el gas de escape enfriado ayuda a aumentar la eficacia operativa del sistema de turbina de gas de SEGR 52, al mismo tiempo que ayuda a mantener la pureza del gas de escape (por ejemplo, sustancialmente libre de oxidante y combustible).

La figura 4 es un diagrama de flujo de una realización de un proceso operativo 220 del sistema 10 ilustrado en las figuras 1-3. En ciertas realizaciones, el proceso 220 puede ser un proceso implementado por ordenador, que accede a una o más instrucciones almacenadas en la memoria 122 y ejecuta las instrucciones en el procesador 120 del controlador 118 mostrado en la figura 2. Por ejemplo, cada etapa en el proceso 220 puede incluir instrucciones ejecutables por el controlador 118 del sistema de control 100 descrito haciendo referencia a la figura 2.



El proceso 220 puede comenzar iniciando un modo de inicio del sistema de turbina de gas de SEGR 52 de las figuras 1-3, como se indica en el bloque 222. Por ejemplo, el modo de inicio puede implicar un aumento gradual del sistema de turbina de gas de SEGR 52 para mantener los gradientes térmicos, la vibración y la holgura (por ejemplo, entre partes rotativas y estacionarias) dentro de umbrales aceptables. Por ejemplo, durante el modo de inicio 222, el proceso 220 puede comenzar a suministrar un oxidante comprimido 68 a las cámaras de combustión 160 y a las boquillas de combustible 164 de la sección de cámara de combustión 154, como se indica en el bloque 224. En ciertas realizaciones, el oxidante comprimido puede incluir aire comprimido, oxígeno, aire enriquecido con oxígeno, aire reducido con oxígeno, mezclas de oxígeno y nitrógeno, o cualquier combinación de los mismos. Por ejemplo, el oxidante 68 puede comprimirse mediante el sistema de compresión de oxidante 186 ilustrado en la figura 3. El proceso 220 también puede comenzar a suministrar combustible a las cámaras de combustión 160 y a las boquillas de combustible 164 durante el modo de inicio 222, como se indica en el bloque 226. Durante el modo de inicio 222, el proceso 220 también puede comenzar a suministrar gas de escape (según esté disponible) a las cámaras de combustión 160 y a las boquillas de combustible 164, como se indica en el bloque 228. Por ejemplo, las boquillas de combustible 164 pueden producir una o más llamas de difusión, llamas de premezcla o una combinación de llamas de difusión y premezcla. Durante el modo de inicio 222, el gas de escape 60 generado por el motor de turbina de gas 156 puede ser insuficiente o inestable en cantidad y/o calidad. Por consiguiente, durante el modo de inicio, el proceso 220 puede suministrar el gas de escape 66 desde una o más unidades de almacenamiento (por ejemplo, el tanque de almacenamiento 88), la tubería 86, otros sistemas de turbinas de gas SEGR 52 u otras fuentes de gases de escape.

El proceso 220 puede a continuación quemar una mezcla del oxidante comprimido, combustible y gases de escape en las cámaras de combustión 160 para producir gas de combustión caliente 172, como se indica en el bloque 230. En particular, el proceso 220 puede controlarse por el sistema de control 100 de la figura 2 para facilitar la combustión estequiométrica (por ejemplo, la combustión de difusión estequiométrica, la combustión de premezcla o ambas) de la mezcla en las cámaras de combustión 160 de la sección de cámara de combustión 154. Sin embargo, durante el modo de inicio 222, puede ser específicamente difícil mantener la combustión estequiométrica de la mezcla (y, por lo tanto, pueden estar presentes niveles bajos de oxidante y combustible sin quemar en el gas de combustión caliente 172). Como resultado, en el modo de inicio 222, el gas de combustión caliente 172 puede tener grandes cantidades de oxidante residual 68 y/o combustible 70 que durante un modo de estado estable, como se explica con más detalle a continuación. Por esta razón, el proceso 220 puede ejecutar una o más instrucciones de control para reducir o eliminar el oxidante residual 68 y/o el combustible 70 en el gas de combustión caliente 172 durante el modo de inicio.

El proceso 220 acciona a continuación la sección de turbina 156 con el gas de combustión caliente 172, como se indica en el bloque 232. Por ejemplo, el gas de combustión caliente 172 puede accionar una o más etapas de turbina 174 dispuestas dentro de la sección de turbina 156. Corriente abajo de la sección de turbina 156, el proceso 220 puede tratar el gas de escape 60 de la etapa de turbina final 174, como se indica en el bloque 234. Por ejemplo, el tratamiento de gases de escape 234 puede incluir filtración, reacción catalítica de cualquier oxidante residual 68 y/o combustible 70, tratamiento químico, recuperación de calor con el HRSG 56, etc. El proceso 220 también puede hacer recircular al menos parte del gas de escape 60 hacia la sección de compresor de escape 152 del sistema de turbina de gas de SEGR 52, como se indica en el bloque 236. Por ejemplo, la recirculación de gases de escape 236 puede implicar el paso a través de la trayectoria de recirculación de gases de escape 110 que tiene el sistema de procesamiento de EG 54 como se ilustra en las figuras 1-3.

A su vez, el gas de escape recirculado 66 puede comprimirse en la sección de compresor de escape 152, como se indica en el bloque 238. Por ejemplo, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 puede comprimir secuencialmente el gas de escape recirculado 66 en una o más etapas de compresor 158 de la sección de compresor de escape 152. Posteriormente, el gas de escape comprimido 170 puede suministrarse a las cámaras de combustión 160 y a las boquillas de combustible 164, como se indica en el bloque 228. Las etapas 230, 232, 234, 236 y 238 pueden repetirse a continuación, hasta que el proceso 220 finalmente pase a un modo de estado estable, como se indica en el bloque 240. Tras la transición 240, el proceso 220 puede continuar para realizar las etapas 224 a 238, pero también puede empezar a extraer el gas de escape 42 a través del sistema de suministro de EG 78, como se indica en el bloque 242. Por ejemplo, el gas de escape 42 puede extraerse de uno o más puntos de extracción 76 a lo largo de la sección de compresor de escape 152, la sección de cámara de combustión 154 y la sección de turbina 156 como se indica en la figura 3. A su vez, el proceso 220 puede suministrar el gas de escape extraído 42 del sistema de suministro de EG 78 al sistema de producción de hidrocarburos 12, como se indica en el bloque 244. El sistema de producción de hidrocarburos 12 puede inyectar a continuación el gas de escape 42 en la tierra 32 para la recuperación de petróleo mejorado, como se indica en el bloque 246. Por ejemplo, el gas de escape extraído 42 puede usarse por el sistema de EOR de inyección de gases de escape 112 del sistema de EOR 18 ilustrado en las figuras 1-3.

Puede apreciarse que, a medida que el gas de escape 42 se extrae de uno o más puntos de extracción 76, como se indica en la figura 3, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 busca en general mantener un equilibrio de masa. Es decir, en general puede ser deseable que el flujo de los gases de escape extraídos de uno o más puntos de extracción 76 sea aproximadamente igual al flujo del combustible 70 y del oxidante 68 que se agrega a las cámaras de combustión 160 del sistema de turbinas de gas de SEGR 52. Por consiguiente, mantener este equilibrio de masa puede permitir que el sistema de turbina de gas de SEGR 52 mantenga las presiones adecuadas durante la operación.

La figura 5 representa esquemáticamente una realización de un sistema de control 260 configurado para controlar la operación del sistema de turbina de gas de SEGR 52. En particular, el sistema de control 260 permite el control de uno o más parámetros (por ejemplo, caudal o presión) del gas de escape 60 cuando se hace recircular a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape 110. Entre las diversas características de ajuste de flujo, el sistema de control 260 incluye el controlador 118, que puede incluir una serie de módulos o programas informáticos capaces de implementar las técnicas de control de flujo descritas en el presente documento. En una realización, el controlador 118 puede incluir uno o más medios tangibles, no transitorios, legibles por máquina que almacenan colectivamente uno o más conjuntos de instrucciones y uno o más dispositivos de procesamiento configurados para ejecutar las instrucciones almacenadas para realizar las técnicas de control de flujo de escape descritas en el presente documento. El uno o más conjuntos de instrucciones, por ejemplo, pueden incluir colectiva o individualmente módulos para ajustar uno o más flujos de escape a través del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Debería observarse que los módulos desvelados en el presente documento pueden implementarse en una estación de trabajo centralizada (por ejemplo, una estación de trabajo en el mismo lugar o en otro lugar como una o más aplicaciones), o un sistema distribuido en el que una o más estaciones de trabajo, paneles o controladores automatizados pueden distribuirse en todo el sistema de turbina de gas de SEGR 52, tal como diversas válvulas de control, uniones de conductos, etc. También debería observarse que solo se ilustran ciertas características del sistema de control 260 y del sistema de turbina de gas de SEGR 52 en la figura 5 con fines de explicación; Sin embargo, ciertas realizaciones del sistema de control 260 pueden incluir otras características (por ejemplo, las características expuestas en las figuras 1-4) que no se muestran explícitamente en la figura 5.

El sistema de turbina de gas de SEGR 52 ilustrado en la figura 5 incluye una realización del sistema de procesamiento de EG 54 que tiene componentes específicos para facilitar el movimiento y la preparación del gas de escape dentro del sistema de turbina de gas de SEGR 52. En particular, el sistema de procesamiento de EG ilustrado 54 incluye dos elementos HRSG, 56A y 56B, dispuestos en lados opuestos (por ejemplo, un lado corriente arriba y un lado corriente abajo) de un soplador de reciclaje 262 (también denominado como soplador de refuerzo) a lo largo de la trayectoria de recirculación 110 del sistema de turbina de gas de SEGR 52. En otras realizaciones, puede acoplarse más de un soplador de reciclaje 262 a la trayectoria de recirculación de escape 110, ya sea en serie o en paralelo. Además, el soplador de reciclaje 262 puede incluir una unidad de control 257 para controlar la operación del soplador de reciclaje. Por ejemplo, en ciertas realizaciones, la unidad de control 257 puede controlar uno o más motores 259 y accionadores 261 del soplador de reciclaje 262 basándose en las instrucciones del controlador 118, como se explica en detalle a continuación.

El soplador de reciclaje 262 puede incluir un número de paletas de soplador (BV) 264 cuya posición puede controlarse por uno o más accionadores 261 del soplador de reciclaje 262. Basándose en un paso o ángulo 263 de las BV 264 (por ejemplo, en relación con una dirección radial 265), puede aumentarse o disminuirse el caudal del escape a través del soplador de reciclaje 262. Por ejemplo, en ciertas realizaciones, cuando las BV 264 tienen un paso de BV mínimo 263, (por ejemplo, 0, 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15, 20, 25, 30 o 35 grados, u otro paso de BV bajo adecuado), el soplador de reciclaje 262 puede proporcionar una salida mínima (por ejemplo, un flujo de gases de escape mínimo o aumento de presión mínimo a través del soplador de reciclaje 262). A la inversa, en tales realizaciones, cuando las BV 264 se establecen en un paso de BV máximo 263 (por ejemplo, 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90 grados u otro ángulo relativamente alto adecuado), el soplador de reciclaje 262 puede proporcionar una salida máxima (por ejemplo, un flujo de gases de escape máximo y/o un aumento de presión máximo). Mediante un ejemplo específico, en ciertas realizaciones, las BV 264 pueden tener un intervalo de movimiento que se extiende entre 25 grados y 80 grados. Puede apreciarse que, en otras realizaciones, el paso de BV 263 puede determinarse en relación con otra dirección (por ejemplo, la dirección de referencia de diseño axial 267) y, en consecuencia, un paso de BV mínimo 263 puede corresponder a una salida máxima del soplador de reciclaje 262 y *viceversa*. Además, puede apreciarse que, en ciertas realizaciones, el uno o más accionadores 261 pueden ajustarse para influir en el paso de BV 263 sujeto a una banda muerta (por ejemplo, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, o 10 grados) o a una manera continuamente variable.

La unidad de control 257 del soplador de reciclaje 262 ilustrada en la figura 5 está acoplada comunicativamente al controlador 118 para permitir que el controlador 118 monitorice y ajuste el paso de BV 263 para controlar la salida de gases de escape del soplador de reciclaje 262. Por ejemplo, como se explica en detalle a continuación, el controlador 118 puede hacer que la unidad de control 257 ajuste el paso de BV 263 (por ejemplo, usando uno o más accionadores 261) para alterar el caudal del gas de escape 60 corriente abajo del soplador de reciclaje 262, un aumento de presión en el flujo de gases de escape a través del soplador de reciclaje 262, etc. En ciertas realizaciones, una cualquiera o una combinación de otros parámetros (por ejemplo, potencia, tensión o revoluciones por minuto (RPM)) del soplador de reciclaje 262 puede ajustarse adicional o alternativamente (por ejemplo, mediante el controlador 118 y la unidad de control 257) para controlar la salida de gases de escape del soplador de reciclaje 262 de acuerdo con el presente enfoque. Además, como se explica en detalle a continuación, durante la operación del sistema de turbina de gas de SEGR 52, el controlador 118 puede considerar un número de parámetros y limitaciones de los diversos componentes del sistema de turbina de gas de SEGR 52 para determinar una salida adecuada para el soplador de reciclaje 262 (por ejemplo, un paso de BV 263 adecuado) bajo un conjunto específico de condiciones.

Después de atravesar el sistema de procesamiento de EG 54 ilustrado en la figura 5, el gas de escape 60 puede continuar fluyendo por la trayectoria de recirculación de escape 110 para alcanzar la sección de compresor de escape 152. Más específicamente, la trayectoria de recirculación de escape 110 puede dirigir el gas de escape 60 hacia la

5 entrada de escape 184 de la sección de compresor de escape 152, de tal manera que el gas de escape 60 puede introducirse en la sección de compresor de escape 152 para su compresión, como se ha explicado anteriormente. Además, la entrada de escape 184 de la sección de compresor de escape 152 ilustrada en la figura 5 incluye un mecanismo de control de flujo, tal como una o más paletas de guía de entrada (IGV) 266 u otro mecanismo de control de flujo adecuado, para controlar o regular el flujo de gases de escape en la sección de compresor de escape 152. El mecanismo de control de flujo (por ejemplo, las IGV 266) puede establecerse en una posición específica para limitar o bloquear (por ejemplo, controlar o ajustar) una parte del flujo de gases de escape que pasa a través de la entrada de escape 184 y dentro de la sección de compresor de escape 152. Por ejemplo, las IGV 266 pueden ajustarse a un ángulo específico (por ejemplo, el ángulo de paleta de guía de entrada (IGV) 271 por uno o más accionadores 269 para permitir que una cantidad específica del flujo de gases de escape recibido en la entrada de escape 184 entre en la sección de compresor de escape 152 para su compresión.

15 Por consiguiente, el uno o más accionadores 269 de las IGV 266 ilustradas en la figura 5 están acoplados comunicativamente al controlador 118 para permitir que el controlador 118 monitorice y ajuste el ángulo de IGV 271 para controlar cuánto flujo de gas de escape se introduce en la sección de compresor de escape 152. Por ejemplo, las IGV 266 pueden establecerse, a veces, por el controlador 118 en una posición de apertura máxima, tal como aproximadamente 0 grados u otro ángulo bajo adecuado (por ejemplo, entre 0 y 25 grados, entre 1 y 20 grados, entre 2 y 15 grados, o entre 3 y 10 grados, entre 4 y 5 grados), en relación con la dirección de referencia de diseño axial 267, para proporcionar un flujo de escape máximo en la sección de compresor de escape 152. Además, las IGV 266 pueden establecerse, a veces, por el controlador 118 en una posición de apertura mínima, tal como aproximadamente 75 grados u otro ángulo alto adecuado (por ejemplo, entre 25 y 75 grados, entre 35 y 65 grados, entre 45 y 60 grados, o entre 50 y 55 grados) en relación con la dirección de referencia de diseño axial 267, para proporcionar un flujo de escape mínimo en la sección de compresor de escape 152. En ciertas realizaciones, el uno o más accionadores 269 pueden ajustar el ángulo de IGV 271 sujeto a una banda muerta (por ejemplo, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 o 10 grados) o a una manera continuamente variable. Mediante un ejemplo específico, en ciertas realizaciones, el paso de BV 263 puede ajustarse sujeto a bandas muertas, mientras que el ángulo de IGV 271 puede ajustarse a una manera continuamente variable. Puede apreciarse que, en otras realizaciones, el ángulo de IGV 271 puede determinarse en relación con otra dirección (por ejemplo, la dirección radial 265) y, en consecuencia, un ángulo de IGV máximo puede corresponder a un flujo máximo de gases de escape hacia la sección de compresor de escape 152, y *viceversa*. Como se explica en detalle a continuación, durante la operación del sistema de turbina de gas de SEGR 52, el controlador 118 puede considerar ciertos parámetros y límites de los componentes del sistema de turbina de gas de SEGR 52 para determinar un ángulo de IGV 271 adecuado.

35 Como se ha establecido anteriormente, el flujo del gas de escape 60 a través de la trayectoria de recirculación de gas de escape 110 ilustrada en la figura 5 está regulado, al menos en parte, por la posición del elemento de control de flujo (por ejemplo, las IGV 266) en la entrada de escape 184 de la sección de compresor de escape 152 y en la salida del soplador de reciclaje 262. Por consiguiente, en ciertas realizaciones, el controlador 118 puede controlar el flujo del gas de escape 60 a través de la trayectoria de recirculación de gas de escape 110 controlando tanto el ángulo de IGV 271 como el paso de BV 263. Además, puede apreciarse que, en ciertas realizaciones, el controlador 118 puede ajustar el ángulo de IGV 271 y el paso de BV 263 para mantener (por ejemplo, en un valor objetivo, dentro de un intervalo objetivo, o por debajo de un valor umbral específico) ciertos parámetros del sistema de turbina de gas de SEGR 52, aunque todavía se tienen en cuenta las limitaciones de los componentes del sistema de turbina de gas de SEGR 52.

45 Por ejemplo, el controlador 118 puede usar uno o más sensores (por ejemplo, el sensor de temperatura 268) para determinar la temperatura del gas de escape 60 que sale de la sección de turbina 156. En ciertas realizaciones, el controlador 118 puede ajustar en general las posiciones de las IGV 266 y/o de las BV 264 para mantener una temperatura de gas de escape por debajo de un valor umbral o en un valor de punto de ajuste específico. Adicional o alternativamente, el controlador 118 puede modelar (por ejemplo, usando un software de modelado informático en tiempo real o casi en tiempo real) una temperatura de encendido (por ejemplo, una temperatura de combustión) dentro de una sección de cámara de combustión 154 del sistema de turbina de gas de SEGR 52 basándose en la temperatura de escape medida por uno o más sensores (por ejemplo, el sensor de temperatura 268), y puede operar para mantener una temperatura de encendido por debajo de un valor umbral o dentro de un intervalo de operación específico controlando al menos parcialmente las IGV 266 y/o las BV 264.

55 Con lo anterior en mente, la figura 6 ilustra cómo la temperatura de escape de turbina de gas de reciclaje (RGT) del sistema de turbina de gas de SEGR 52 puede verse afectada por los cambios en el ángulo de IGV 271 en comparación con los cambios en el paso de BV 263. Es decir, la gráfica 280 de la figura 6 demuestra cómo la temperatura de escape de RGT puede variar a lo largo del tiempo mientras se ajusta o el ángulo de IGV 271 (línea 282) o el paso de BV 263 (línea 284) de una manera de bucle abierto, mientras que otros efectores del sistema de turbina de gas de SEGR 52 están en general fijos. Como se apreciará haciendo referencia a la gráfica 280, la línea 282 ilustra un cambio dramático en la temperatura de escape de RGT a medida que el ángulo de IGV 271 se reduce una cantidad angular (por ejemplo, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 o 10 grados), lo que permite un flujo de escape aún mayor a través de la entrada de escape 184 en la sección de compresor de escape 152. Debido al aumento del flujo del gas de escape 60, la temperatura de encendido y la temperatura de escape de RGT resultantes se reducen debido a la presencia de más gas de escape de diluyente, en relación con el combustible y el oxidante, en el proceso de combustión.

En contraste, la línea 284 de la gráfica 280 en la figura 6 ilustra el cambio más gradual en la temperatura de escape de RGT a medida que aumenta el paso de BV 263 una cantidad angular (por ejemplo, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 o 10 grados), proporcionando un mayor flujo de escape en la entrada de escape 184. Para la comparación de las dos líneas 282 y 284, la línea discontinua 286 indica un punto específico en el tiempo (por ejemplo, 5, 7, 10 o 15 segundos después de cada ajuste). En el tiempo 286, el cambio en la temperatura de escape de RGT proporcionado por el ajuste del paso de BV 263 (es decir, la línea 284) refleja un cambio de temperatura de escape de RGT que es aproximadamente un 40 % más pequeño que el cambio proporcionado por el ajuste del ángulo de IGTV 271 (por ejemplo, la línea 282). Como tal, la gráfica 280 ilustra que, ya que las BV 264 están más alejadas de la sección de cámara de combustión 154 que las IGTV 266 (es decir, como se ilustra en la figura 5), los cambios en el paso de BV 263 pueden no afectar en general a la temperatura de escape de RGT (o la temperatura de encendido dentro de la sección de cámara de combustión 154) tan rápido como (o en la misma medida que) los cambios en el ángulo de IGTV 271.

Por consiguiente, la temperatura de escape o de encendido de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR 52 puede en general responder más rápido a los cambios en el ángulo de IGTV 271 que a los cambios en el paso de BV 263. Como consideración adicional, el soplador de reciclaje 262 puede consumir en general más energía cuando las BV 264 se establecen en un paso de BV 263 más alto, o la salida del soplador de reciclaje 262 aumenta de otro modo. Con estas consideraciones en mente, puede ser beneficioso desde el punto de vista de la eficacia, en una estrategia de control, operar solo el soplador de reciclaje 262 una cantidad mínima de tiempo. Por ejemplo, volviendo a la figura 7, una gráfica 290 ilustra una estrategia de control, centrada en la eficacia, que el controlador 118 puede usar para determinar un ángulo de IGTV 271 adecuado y un paso de BV 263 adecuado para responder a una carga creciente de RGT, que corresponde a las crecientes temperaturas de encendido y escape de RGT, en el sistema de turbinas de gas de SEGR 52. En otras palabras, para la estrategia de control ilustrada por la figura 7, el soplador de reciclaje 262 opera una cantidad mínima de tiempo.

La gráfica 290 de la figura 7 ilustra que, a medida que aumenta la carga de RGT, el ángulo 118 puede disminuir el ángulo de IGTV 271 (ilustrado por la línea 292), lo que permite un mayor flujo de gases de escape hacia la sección de compresor de escape 152. Finalmente, si la carga de RGT continúa aumentando, el ángulo de IGTV 271 puede alcanzar un ángulo mínimo (por ejemplo, un punto de ajuste mínimo, tal como 0°), en el que las IGTV 266 pueden estar en una posición de apertura máxima, permitiendo un flujo máximo a través de las IGTV 266. Más allá de este punto, si la carga de RGT continúa aumentando aún más, entonces el paso de BV 263 (ilustrado por 294) del soplador de reciclaje 262 puede aumentarse (por ejemplo, desde un paso mínimo) por el controlador 118, haciendo que el soplador de reciclaje 262 consuma energía adicional. Sin embargo, como se ha expuesto anteriormente, ajustar el paso de BV 263 no afecta a la temperatura de escape o de encendido de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR 52 tan rápido como ajustar el ángulo de IGTV 271. En consecuencia, mientras que la estrategia de control ilustrada por la figura 7 enfatiza la eficacia (por ejemplo, el uso mínimo del soplador de reciclaje 262), el control fino o la capacidad de respuesta de la temperatura de escape o de encendido de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR 52 pueden reducirse significativamente en toda la región 296, que es el período de tiempo que el soplador de reciclaje 262 se usa para controlar la temperatura de escape o de encendido de RGT. De manera similar, el sistema de turbina de gas de SEGR 52 también puede estar limitado en su capacidad para responder rápidamente a los cambios en la demanda de carga cuando se controla como se ilustra en la figura 7.

La figura 8 ilustra una gráfica 300 que muestra un ejemplo de otra estrategia de control (centrada en la capacidad de respuesta) que el controlador 118 puede usar para determinar un ángulo de IGTV 271 adecuado y un paso de BV 263 adecuado para responder a un aumento de carga de RGT. Como se ha observado anteriormente, el aumento de carga de RGT puede corresponder al aumento de las temperaturas de encendido y escape de RGT en el sistema de turbina de gas de SEGR 52. En la gráfica 300 de la figura 8, a medida que la carga de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR 52 aumenta constantemente, el ángulo de IGTV 271 (ilustrado por la línea 302) puede reducirse inicialmente por el controlador 118, permitiendo un mayor flujo de gases de escape 60 hacia la sección de compresor de escape 152. Sin embargo, en contraste con la gráfica 290, a medida que la carga de RGT continúa aumentando, las IGTV 266 pueden eventualmente alcanzar un ángulo o posición de punto de ajuste específico 301 (por ejemplo, 5 grados o un 5 % de la posición de apertura máxima). Puede apreciarse que el ángulo o posición de punto de ajuste específico 301 de las IGTV 266 puede ser cualquier ángulo o posición adecuada que permita un espacio suficiente 303 para los fines de control expuestos anteriormente y a continuación.

Por ejemplo, en ciertas realizaciones, el ángulo o posición de punto de ajuste específico 301 de las IGTV 266 puede ser aproximadamente un 50 %, 45 %, 40 %, 35 %, 30 %, 25 %, 20 %, 15 %, 10 %, 7 %, 5 % o 3 % del intervalo de movimiento de las IGTV 266 desde la posición de apertura máxima para proporcionar el espacio deseado 303. En ciertas realizaciones, el ángulo o posición de punto de ajuste específico 301 de las IGTV 266 puede estar entre aproximadamente el 50 % y aproximadamente el 2 %, entre aproximadamente el 40 % y aproximadamente el 3 %, entre aproximadamente el 30 % y aproximadamente el 4 %, entre aproximadamente el 20 % y el 5 %, o entre aproximadamente el 10 % y aproximadamente el 5 % del intervalo de movimiento de las IGTV 266 desde la posición de apertura máxima. Mediante un ejemplo adicional, en ciertas realizaciones, el ángulo o posición de punto de ajuste específico 301 de las IGTV 266 puede ser aproximadamente 50, 45, 40, 35, 30, 25, 20, 15, 10, 7, 5 o 3 grados desde el Posición máxima abierta. En ciertas realizaciones, el ángulo o posición de punto de ajuste específico 301 de las IGTV

266 puede estar entre aproximadamente 50 grados y aproximadamente 2 grados, entre aproximadamente 40 grados y aproximadamente 3 grados, entre aproximadamente 30 grados y aproximadamente 4 grados, entre aproximadamente 20 grados y aproximadamente 5 grados, o entre aproximadamente 10 grados y aproximadamente 5 grados desde la posición máxima abierta.

5 Como se ilustra en la gráfica 300 de la figura 8, una vez que las IGV 266 alcanzan el ángulo o posición de punto de ajuste específico 301, si la carga de RGT continúa aumentando, el paso de BV 263 (ilustrado por la línea 304) puede ajustarse a continuación para aumentar la salida del soplador de reciclaje 262 de tal manera que el ángulo o posición de punto de ajuste específico 301 de las IGV 266 puede mantenerse en general. En otras palabras, el paso de BV 263  
10 puede ajustarse de tal manera que las IGV 266 mantengan un espacio específico 303 (por ejemplo, 5 grados o un 5 % de la posición de apertura máxima de las IGV 266). Puede apreciarse que, como se ha explicado anteriormente con respecto a la figura 6, el espacio 303 puede permitir un movimiento suficiente de las IGV 266, de tal manera que el controlador 118 puede ajustar el ángulo de IGV 271 para ajustar rápidamente la temperatura de escape o de encendido de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR 52.

15 Como se ilustra en la figura 8, en la región 306, a medida que la carga de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR 52 continúa aumentando, las BV 264 pueden alcanzar eventualmente un paso de BV máximo 263, correspondiente a una salida máxima de soplador de reciclaje 262 (como se ilustra en la línea 307). En ese punto, si la carga de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR 52 aumenta aún más, el controlador 118 puede dejar de mantener el espacio  
20 303, y puede reducir el ángulo de IGV 271 para aumentar el flujo de escape hacia la sección de compresor de escape 152 para satisfacer otras limitaciones del sistema de turbina de gas de SEGR 52 (por ejemplo, un límite de temperatura de escape o de encendido de RGT explicado a continuación). Puede apreciarse que, para la estrategia de control ilustrada en la figura 8, la temperatura de escape o de encendido de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR 52 puede controlarse de una manera más receptiva en toda la región 306. Además, mientras que la estrategia de control  
25 representada por la figura 8 puede ser ligeramente menos eficaz que la estrategia de control representada en la figura 7 (por ejemplo, debido al consumo de energía adicional por parte del soplador de reciclaje 262 al mantener el espacio 303 de IGV mencionado anteriormente), este enfoque en general puede permitir que el controlador 118 use la entrada más receptiva (por ejemplo, el ángulo de IGV 271) para controlar la temperatura de escape o de encendido de RGT de control a través de la región 306.

30 La figura 9 es un diagrama híbrido de flujo-bloques que ilustra los límites y las entradas que el controlador 118 puede usar en ciertas realizaciones para determinar un ángulo de IGV 271 adecuado y un paso de BV 263 adecuado cuando controla la operación del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Para la realización ilustrada en la figura 9, el controlador 118 puede determinar el ángulo de IGV adecuado 271 basándose en la temperatura de escape de RGT  
35 medida actual o la temperatura de encendido de RGT modelada actual 312 del sistema de turbina de gas de SEGR 52. En consecuencia, el controlador 118 puede determinar si aumentar o disminuir el ángulo de IGV 271 basándose en la temperatura de escape o de encendido actual 312 en relación con un límite de temperatura de escape o de encendido de RGT 314 (por ejemplo, un umbral superior, un umbral inferior o un intervalo).

40 Además, como se ilustra en la figura 9, el controlador 118 también puede tomar en consideración ciertas limitaciones del sistema de turbina de gas de SEGR 52 (por ejemplo, las limitaciones de las IGV 266 y la sección de compresor de escape 152) al determinar el ángulo de IGV 271 apropiado. Por ejemplo, en ciertas realizaciones, el controlador 118 puede restringir el ángulo de IGV 271 para que permanezca por debajo (por ejemplo, permanezca más abierto que)  
45 un ángulo de apertura mínimo o una posición basada, al menos en parte, en un límite de pérdida de compresor de reciclaje 316 para evitar pérdidas en la sección de compresor de escape 152. Además, en ciertas realizaciones, el controlador 118 puede restringir adicionalmente el ángulo de IGV 271, basándose en, al menos en parte, un límite de apertura de IGV mínimo 318 y un límite de apertura de IGV máximo 320, que pueden definir los límites mecánicos para el intervalo de movimiento de las IGV 266. En otras palabras, el controlador 118 puede seleccionar un ángulo de  
50 IGV 271 apropiado que cumpla todas las limitaciones del sistema de turbina de gas de SEGR 52 (por ejemplo, el límite de temperatura de encendido o de escape de RGT 314, un límite de pérdida de compresor de reciclaje 316, un límite de apertura mínimo de IGV 318 y un límite de apertura máximo de IGV 320) basándose en la temperatura de escape o de encendido de RGT actual 312 del sistema de turbina de gas de SEGR 52.

55 Del mismo modo, como se ilustra en la figura 9, el controlador 118 puede determinar un paso de BV 263 adecuado basándose en diversas entradas y limitaciones del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Para la realización ilustrada en la figura 9, el controlador 118 determina un paso de BV 263 apropiado basándose en el ángulo de IGV actual 271 en relación con el límite de apertura máximo de IGV 320. Es decir, en ciertas realizaciones, el controlador 118 puede programarse para ajustar el paso de BV 263 para proporcionar a las IGV 266 un espacio específico 303 (como se  
60 ilustra en la figura 8), en el que el espacio actual 303 puede definirse por la diferencia entre el ángulo actual de IGV actual 271 y el límite de apertura máximo de IGV 318 u otro límite de apertura máximo adecuado de las IGV 266.

65 Sin embargo, como se ilustra en la figura 9, el controlador 118 también puede tomar en consideración otras limitaciones del sistema de turbina de gas de SEGR 52 (por ejemplo, las limitaciones del soplador de reciclaje 262 y la sección de compresor de escape 152) al determinar el paso de BV 263 apropiado. Por ejemplo, como se ilustra en la figura 9, el controlador 118 puede tomar en consideración un límite de presión de entrada de compresor máximo 326, que define los límites superiores del paso de BV 263 (por ejemplo, la salida de los límites superiores del soplador de reciclaje

266) para permitir una operatividad adecuada del sistema de turbina de gas de SEGR 52. Además, en la realización ilustrada en la figura 9, el controlador 118 puede tomar en consideración un límite de pérdida de soplador de reciclado 328, un límite de presión mínimo de reciclaje de gases de escape (EGR) 330, y un límite de aumento de presión mínimo de EGR 332, que pueden definir los límites inferiores del paso de BV 263 (por ejemplo, la salida de los límites inferiores del soplador de reciclaje 266) para permitir una operatividad adecuada del sistema de turbina de gas de SEGR 52. En otras palabras, el controlador 118 puede seleccionar un paso de BV 263 apropiado que cumpla todas las limitaciones del sistema de turbina de gas de SEGR 52 y el soplador de reciclaje 266 (por ejemplo, el límite de presión de entrada máximo de compresor 326, el límite de pérdida de soplador de reciclaje 328, el límite de presión mínimo de reciclaje de gas de escape (EGR) 330, y el límite de aumento de presión mínimo de EGR 332) basándose en el ángulo de IGv actual 271 en relación con el límite de apertura de IGv máximo 320. Además, en ciertas realizaciones, como se ilustra por la línea 333, el controlador 118 también puede considerar el paso de BV actual 263 cuando determina un ángulo de IGv 271 adecuado. Por ejemplo, en ciertas realizaciones, el controlador 118 puede determinar que el paso de BV 263 ha alcanzado un paso de BV máximo 263 y, por consiguiente, el controlador 118 puede renunciar el mantenimiento del espacio 303 (por ejemplo, como se expone en la explicación de la figura 8 anterior).

La figura 10 es un conjunto de gráficas 340 que ilustran diferentes parámetros de una realización del sistema de turbina de gas de SEGR 52 usando la estrategia de control de las figuras 8 y 9. En particular, la gráfica superior 342 de la figura 10 representa la temperatura de escape o de encendido de RGT 312 del sistema de turbina de gas de SEGR 52 durante la operación. La gráfica intermedia 344 de la figura 10 representa el ángulo de IGv 271, y la gráfica inferior 346 representa el paso de BV 263, de acuerdo con lo establecido por el controlador 118. Además, el conjunto de gráficas 340 ilustra cuatro puntos en el tiempo, ilustrados por las líneas 348, 350, 352 y 354, respectivamente, para facilitar la explicación de los cambios en estos parámetros del sistema de turbina de gas de SEGR 52 durante la operación.

Como se ilustra en la gráfica superior 342 de la figura 10, durante la operación del sistema de turbina de gas de SEGR 52, la temperatura de encendido o de escape de RGT 312 del sistema de turbina de gas de SEGR 52 inicialmente aumenta lentamente hacia el límite de temperatura de encendido o de escape de RGT 314, por ejemplo, debido a una fluctuación en la mezcla de combustible o la carga de RGT. Además, como se ilustra en la gráfica intermedia 344, el ángulo de IGv 271 puede mantenerse inicialmente por el controlador 118 en o por encima de un ángulo o posición de punto de ajuste 301 específico para proporcionar el espacio 303 y para controlar la temperatura de encendido o de escape de RGT 312. Además, como se ilustra en la gráfica 346 inferior, el paso de BV 263 puede ser relativamente bajo ya que el ángulo de IGv 271 está en o por encima (por ejemplo, más abierto que) del ángulo o posición de punto de ajuste 301.

Como se ilustra en la gráfica superior 342 de la figura 10, en el tiempo 348, la temperatura de encendido o de escape de RGT 312 supera el límite de temperatura de encendido o de escape de RGT 314. En respuesta, como se ilustra en la gráfica intermedia 344 en el tiempo 348, el controlador 118 puede ajustar el ángulo de IGv 271 de tal manera que caiga por debajo del espacio deseado 303 asociado con un ángulo o posición de punto de ajuste 301 específica, como se ha establecido anteriormente. Además, como se ilustra en la gráfica inferior 346 en el tiempo 348, cuando el controlador 118 determina que el ángulo de IGv 271 ha caído por debajo del espacio deseado 303 en el tiempo 348, el controlador 118 puede aumentar el paso de BV 263 en un intento de traer el ángulo de IGv 271 de vuelta al ángulo de punto de ajuste y al espacio deseado 303.

Como se ilustra en la gráfica superior 342, en el tiempo 350, en respuesta al ángulo de IGv 271 alterado, así como al paso de BV 263 alterado, la temperatura de encendido o de escape de RGT 312 comienza a estabilizarse. Sin embargo, como la temperatura de encendido o de escape de RGT 312 aún excede el límite de temperatura de encendido o de escape de RGT 314, como se ilustra en la gráfica intermedia 344 en el tiempo 350, el ángulo de IGv 271 puede reducirse con el controlador 118, permitiendo más gas de escape hacia la sección de compresor de escape 152 en un intento por llevar la temperatura de encendido o de escape de RGT 312 nuevamente por debajo del límite. Además, como se ilustra en la gráfica inferior 346 en el tiempo 350, el controlador 118 también puede determinar que el ajuste previo a la inclinación de BV 263 no es suficiente para devolver el ángulo de IGv 271 al ángulo o posición de punto de ajuste 301 para proporcionar el espacio deseado 303, y, en consecuencia, puede aumentar aún más el paso de BV 263 como se ilustra.

Como se ilustra en la gráfica 342 en el tiempo 352, en respuesta al ángulo de IGv 271 alterado, así como al paso 263 de BV alterado, la temperatura de encendido o de escape de RGT 312 cae por debajo del límite de temperatura de encendido o de escape de RGT 314. Como tal, en la gráfica intermedia 344 en el tiempo 352, el controlador 118 puede aumentar el ángulo de IGv 271 hacia el ángulo o posición de punto de ajuste específico 301 para proporcionar el espacio deseado 303. Sin embargo, ya que el ángulo de IGv 271 todavía está por debajo del ángulo o posición de punto de ajuste 301 para proporcionar el espacio deseado 303, como se ilustra en la gráfica inferior 346 en el tiempo 352, el controlador 118 puede continuar aumentando el paso de BV 263 del soplador de reciclaje 262.

Como se ilustra en la gráfica 342 en el tiempo 354, la causa de la fluctuación de temperatura ha disminuido (por ejemplo, la carga de RGT ha disminuido), y la temperatura de escape o de encendido de RGT 312 sigue cayendo por debajo del límite de temperatura de escape o de encendido de RGT 314. Además, en la gráfica 342 en el tiempo 354,

el ángulo de IGV 271 se ha ajustado por el controlador 118 de nuevo al ángulo o posición de punto de ajuste 301 para proporcionar el espacio deseado 303. Además, como se ilustra en la gráfica 344 en el tiempo 354, dado que el ángulo de IGV 271 está en o por encima del ángulo de punto de ajuste, que restaura el espacio deseado 303, el controlador 118 puede reducir el paso de BV 263 para conservar la energía.

5 Los efectos técnicos del presente enfoque incluyen una mejor capacidad de respuesta al controlar los sistemas de turbina de gas de EGR, tales como los sistemas de turbina de gas de SEGR. En particular, el presente enfoque permite que un controlador controle los parámetros del sistema de turbina de gas de SEGR, tales como la temperatura de escape o de encendido de turbina de gas de reciclaje (RGT), de una manera sensible controlando diversas entradas  
10 (por ejemplo, el ángulo de IGV y el paso de BV) de una manera específica a lo largo de la trayectoria de recirculación de escape. Más específicamente, en ciertas realizaciones, el presente enfoque permite al controlador ajustar el paso de BV de tal manera que las IGV del compresor de reciclaje mantengan un espacio específico. Además, este espacio de IGV permite al controlador usar la entrada más sensible (por ejemplo, el ángulo de IGV) para controlar la temperatura de escape o de encendido de RGT del sistema de turbina de gas de SEGR durante la operación.

15 **Descripción adicional**

Como se ha expuesto anteriormente, las presentes realizaciones proporcionan sistemas y métodos para usar gases de escape tratados para el control de la temperatura, el control de presión, el control de humedad, la purga, el control  
20 de holgura y/o el sellado de diversos componentes de los sistemas de servicio basados en turbinas. Debería observarse que cualquiera o una combinación de las características descritas anteriormente pueden usarse en cualquier combinación adecuada. De hecho, todas las permutaciones de tales combinaciones se contemplan actualmente.

25 Si bien solo se han ilustrado y descrito en el presente documento algunas características de la invención, a los expertos en la materia se les ocurrirán muchas modificaciones y cambios. Por lo tanto, debe entenderse que las reivindicaciones adjuntas están destinadas a cubrir todas las modificaciones y cambios que caen dentro del alcance de la invención.

**REIVINDICACIONES**

1. Un sistema de turbina de gas de recirculación de gases de escape (EGR) (52), que comprende:

- 5 un compresor de gases de escape (152) colocado a lo largo de una trayectoria de EGR y configurado para comprimir un gas de escape recirculado (66) para producir un diluyente de gases de escape, en el que el compresor de gases de escape comprende una sección de entrada que comprende un elemento de control de flujo que comprende una pluralidad de paletas de guías de entrada (266) configuradas para modular un flujo del gas de escape recirculado en el compresor de gases de escape basándose en una posición del elemento de control de flujo, en el que la posición del elemento de control de flujo es capaz de oscilar desde una posición de apertura máxima hasta una posición de apertura mínima;
- 10 **caracterizado por que** comprende además un soplador de reciclaje (262) que comprende una pluralidad de paletas de soplador (264) colocadas a lo largo de la trayectoria de EGR y corriente arriba del compresor de gases de escape y un motor, en el que el soplador de reciclaje está configurado para proporcionar el flujo de gases de escape recirculados hacia la sección de entrada, en el que el flujo de gases de escape recirculados oscila desde una salida de soplador mínima hasta una salida de soplador máxima; y
- 15 un controlador (118) acoplado al elemento de control de flujo y al soplador de reciclaje, en el que el controlador está configurado para controlar la posición del elemento de control de flujo basándose en un parámetro medido o modelado del sistema de turbina de gas de EGR, en el que el controlador está configurado para controlar uno o más parámetros operativos del soplador de reciclaje para controlar el flujo de gases de escape recirculados hacia la sección de entrada basándose en la posición del elemento de control de flujo, en el que el uno o más parámetros operativos comprenden una velocidad de rotación del soplador controlada por el motor, un paso de la pluralidad de paletas de soplador, o cualquier combinación de los mismos.
- 20
- 25 2. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 1, en el que el controlador está configurado para controlar el uno o más parámetros operativos del soplador de reciclaje para controlar el flujo de gases de escape recirculados hacia la sección de entrada basándose en la posición del elemento de control de flujo en relación con la posición de apertura máxima.
- 30 3. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 1, en el que el parámetro medido o modelado comprende una temperatura de escape, una temperatura de encendido, o una combinación de las mismas, del sistema de turbina de gas de EGR.
- 35 4. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 1, en el que la posición de apertura mínima se basa en un límite de pérdida del compresor de gases de escape y un límite de apertura mínimo del elemento de control de flujo, y en el que la posición de apertura máxima se basa en un límite de apertura máximo del elemento de control de flujo.
- 40 5. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 1, en el que la salida de soplador mínima se basa en un límite de pérdida del soplador de reciclaje, un límite de presión mínimo del soplador de reciclaje y un límite de aumento de presión mínimo del soplador de reciclaje, y en el que la salida de soplador máxima se basa en un límite de presión máximo en la sección de entrada.
- 45 6. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 1, en el que el uno o más parámetros operativos comprenden además una cantidad de potencia eléctrica aplicada al soplador de reciclaje.
- 50 7. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 1, que comprende una cámara de combustión de turbina configurada para quemar un combustible en presencia de un oxidante y el diluyente de gas de escape en una relación de equivalencia entre aproximadamente 0,95 y 1,05.
- 55 8. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 1, en el que el controlador está configurado para controlar el uno o más parámetros operativos del soplador de reciclaje para controlar el flujo de gases de escape recirculados hacia la sección de entrada de tal manera que la posición del elemento de control de flujo permanece en general en una posición de punto de ajuste.
- 60 9. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 8, en el que el elemento de control de flujo se configura por el controlador para permanecer en general en la posición de punto de ajuste hasta que el flujo de gases de escape se establece en la salida de soplador mínima o en la salida de soplador máxima por el controlador.
10. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 8, en el que la posición de punto de ajuste es mayor que aproximadamente el 75 % de un intervalo desde la posición de apertura mínima a la posición de apertura máxima.
11. El sistema de turbina de gas de EGR de la reivindicación 8, en el que la posición de punto de ajuste es mayor que aproximadamente el 90 % de un intervalo desde la posición de apertura mínima a la posición de apertura máxima.
- 65 12. Un método para controlar un sistema de turbina de gas de recirculación de gases de escape (EGR) de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende:



- 5           ajustar un ángulo de una pluralidad de paletas de guía de entrada de un compresor de gases de escape del sistema de turbina de gas de EGR, en el que la pluralidad de paletas de guía de entrada tienen un primer intervalo de movimiento definido por un ángulo mínimo y un ángulo máximo, y en el que el ángulo se ajusta basándose en uno o más parámetros monitorizados o modelados del sistema de turbina de gas de EGR en el que los parámetros monitorizados o modelados comprenden una temperatura de escape, una temperatura de encendido del sistema de turbina de gas de EGR, o una combinación de las mismas; y
- 10           ajustar un paso de una pluralidad de paletas de soplador de un soplador de reciclaje dispuesto corriente arriba del compresor de gases de escape, en el que la pluralidad de paletas de soplador tiene un segundo intervalo de movimiento definido por un paso mínimo y un paso máximo, y el paso de la pluralidad de paletas de soplador se ajusta basándose en al menos el ángulo mínimo de la pluralidad de paletas de guía de entrada.
- 15           13. El método de la reivindicación 12, en el que el paso de la pluralidad de paletas de soplador se ajusta basándose, al menos en parte, en un límite de pérdida del soplador de reciclaje, un límite de presión mínimo del soplador de reciclaje y un límite de aumento de presión mínimo del soplador de reciclaje.
14. El método de la reivindicación 12, en el que ajustar el paso comprende ajustar el paso para permitir que el ángulo de la pluralidad de paletas de guía de entrada permanezca sustancialmente en un ángulo de punto de ajuste.
- 20           15. El método de la reivindicación 14, que comprende en general mantener el ángulo de la pluralidad de paletas de guía de entrada en el ángulo de punto de ajuste hasta después de que el paso de la pluralidad de paletas de soplador se haya ajustado al paso mínimo o al paso máximo.

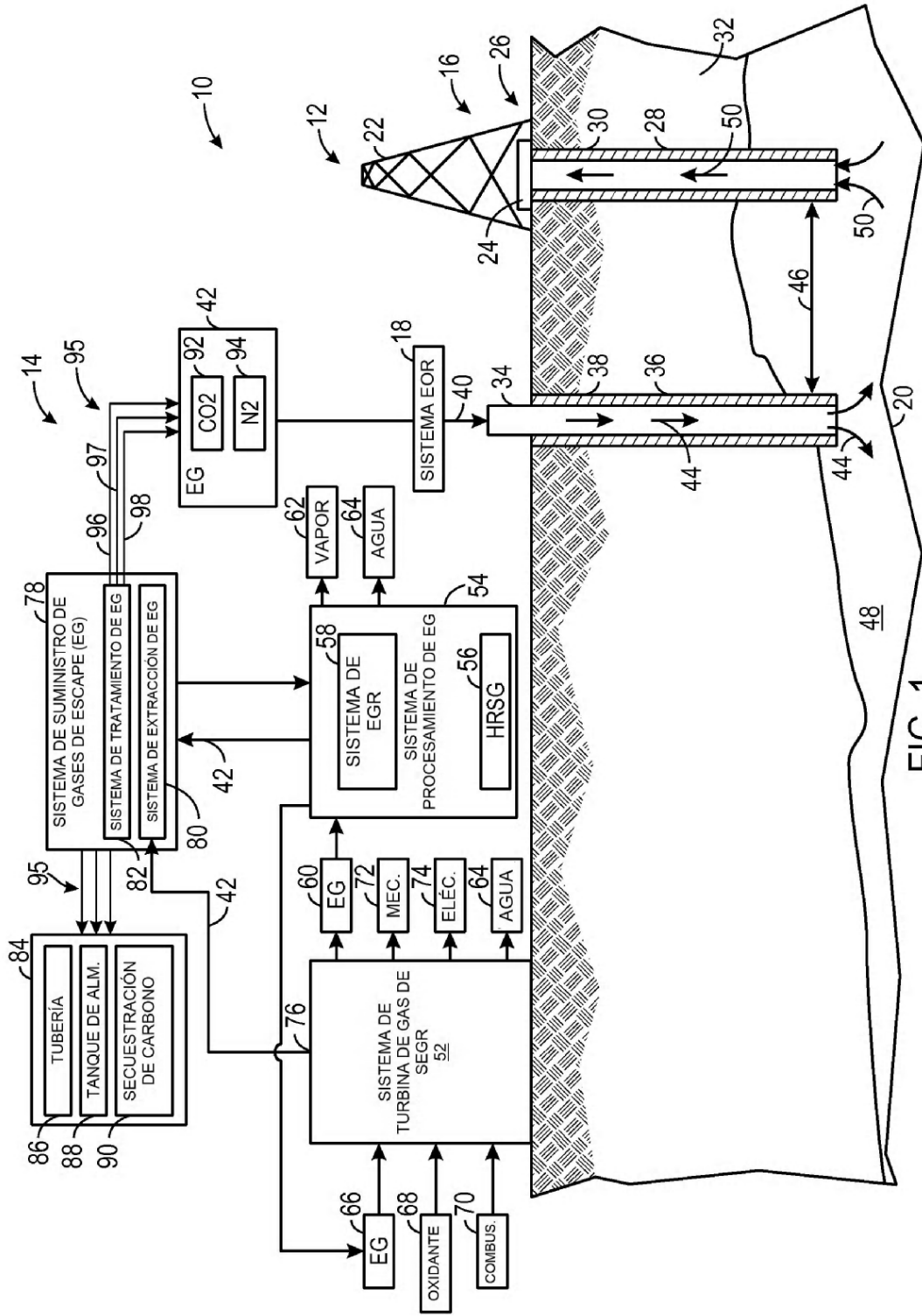


FIG. 1

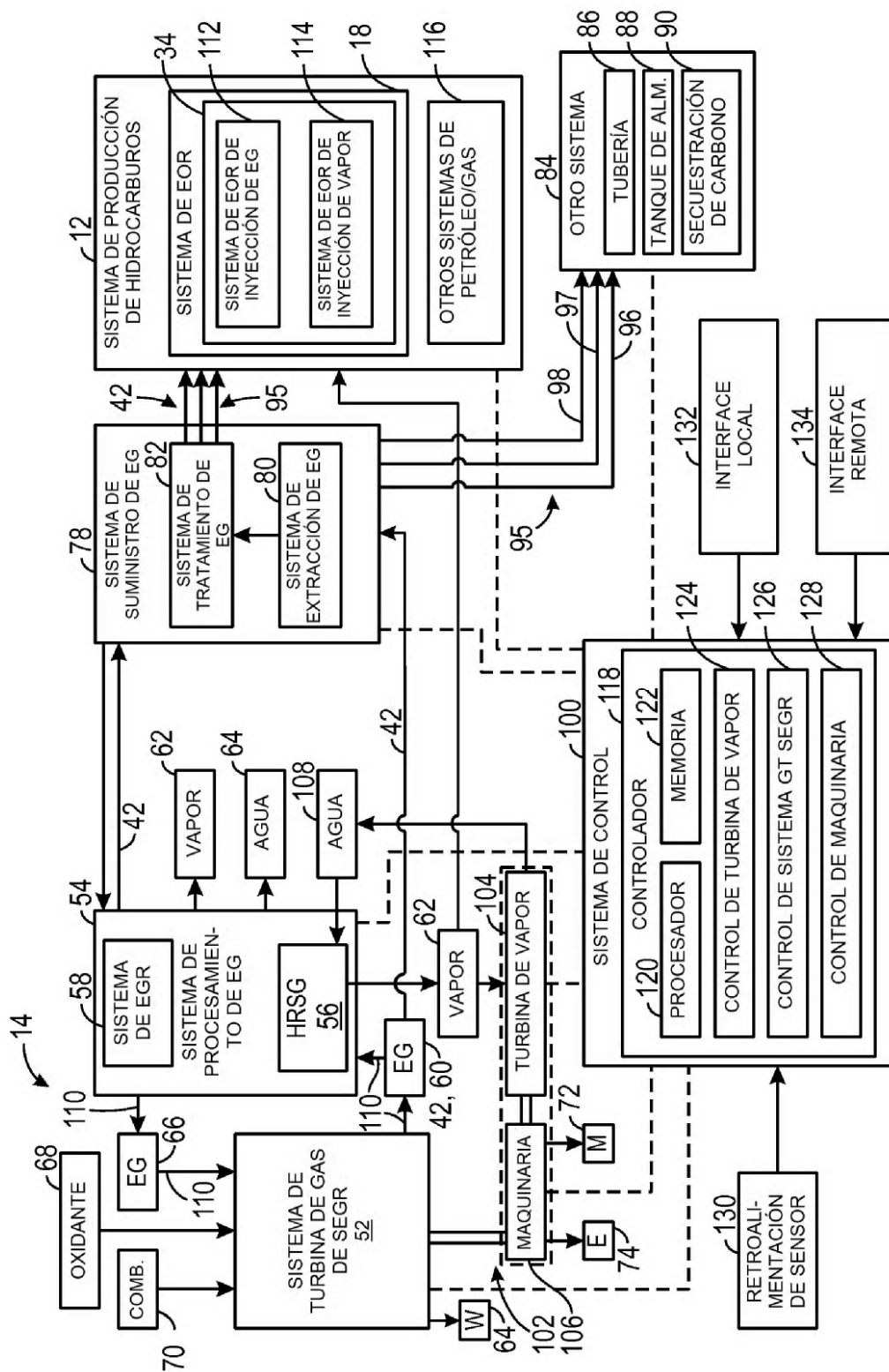


FIG. 2

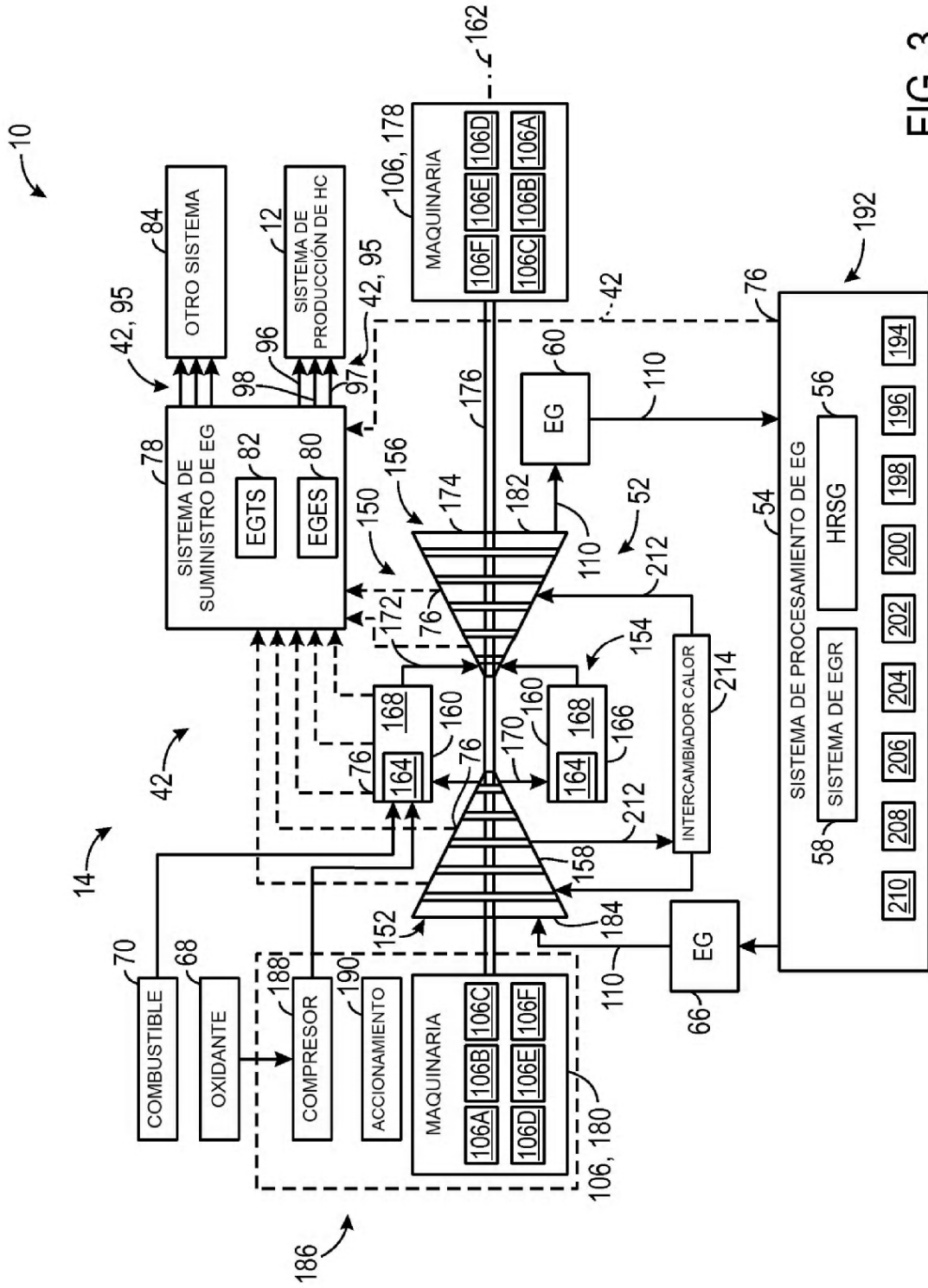


FIG. 3

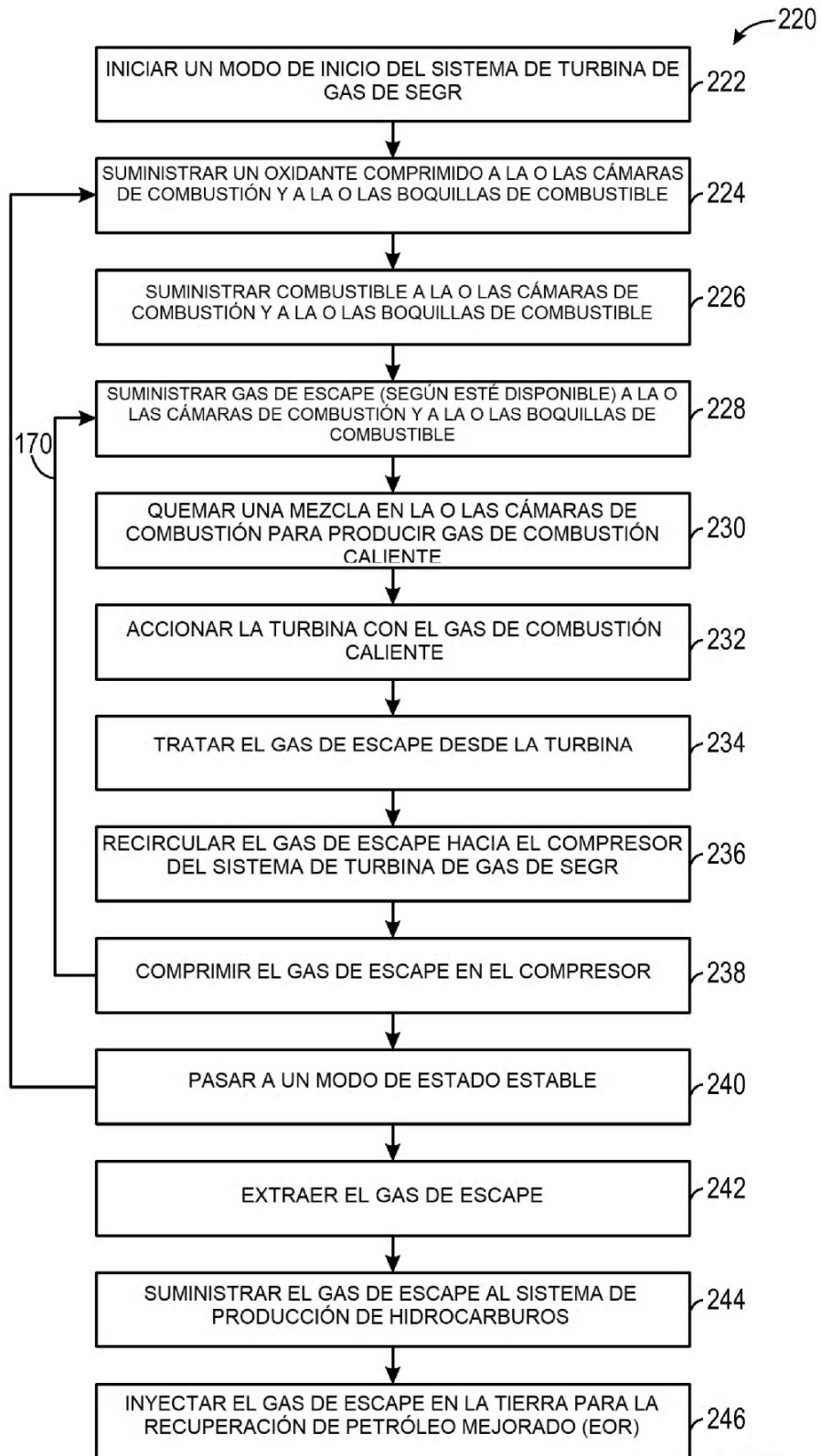


FIG. 4



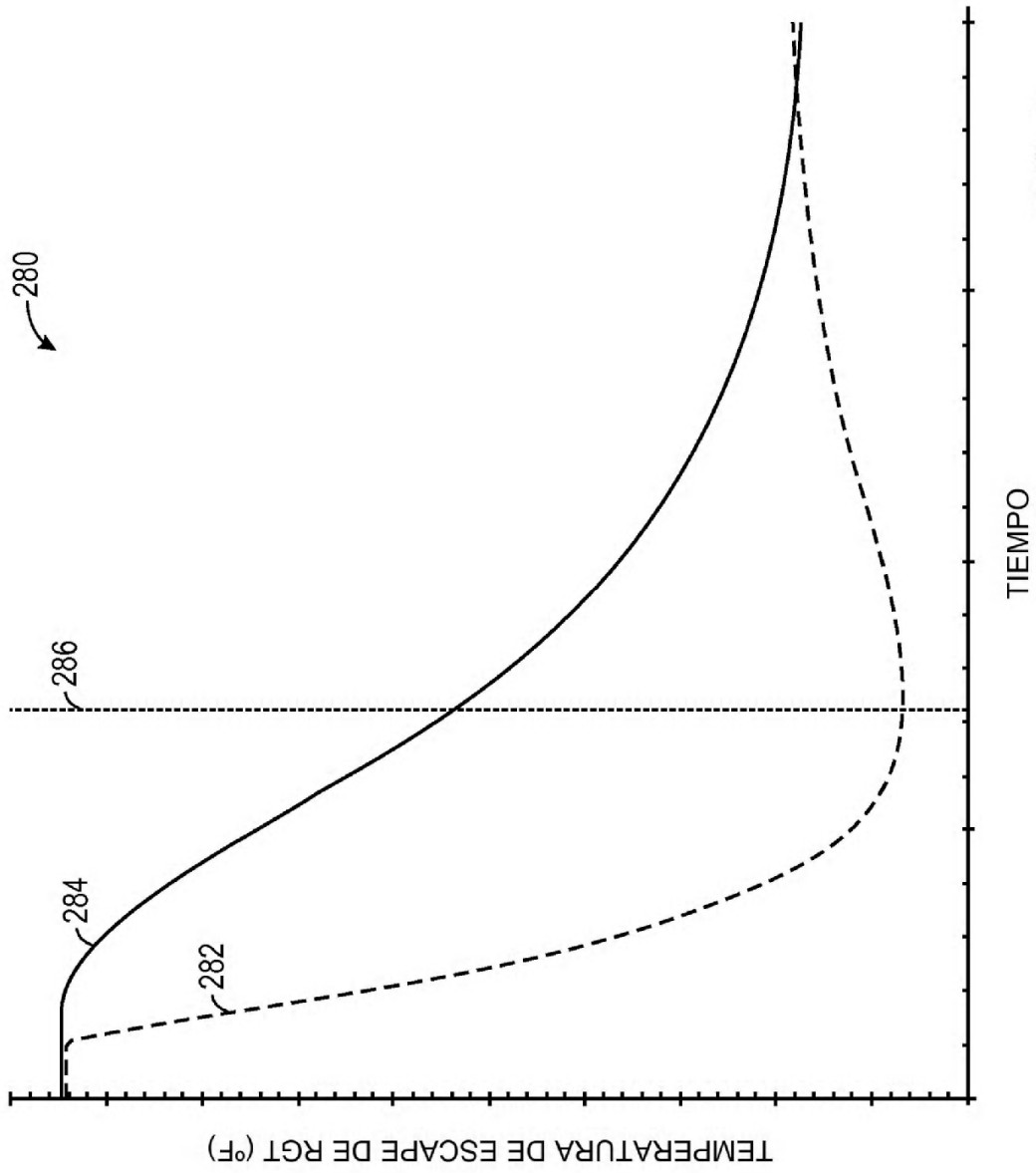


FIG. 6

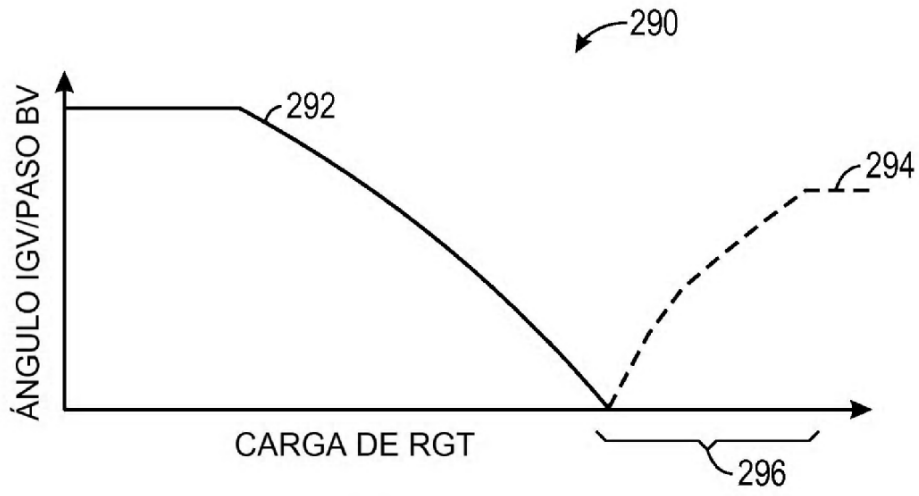


FIG. 7

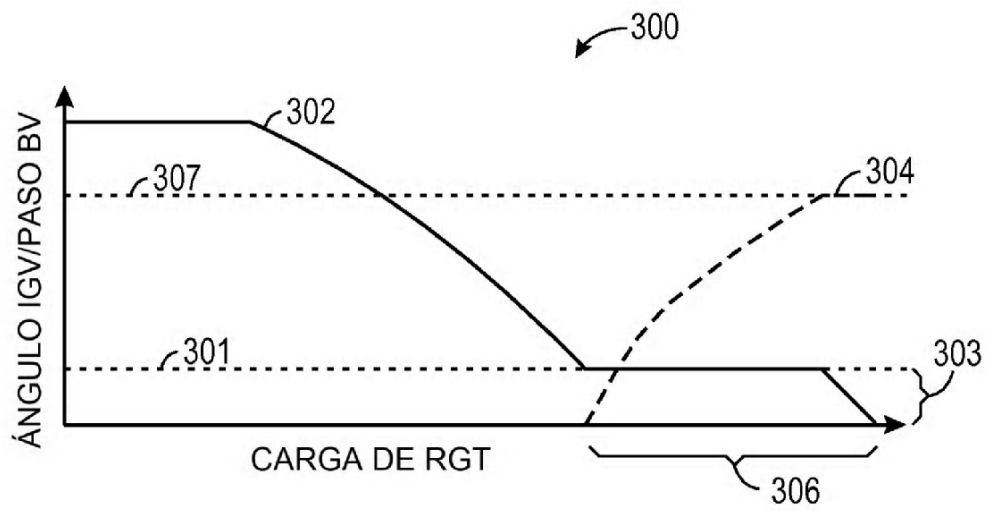


FIG. 8



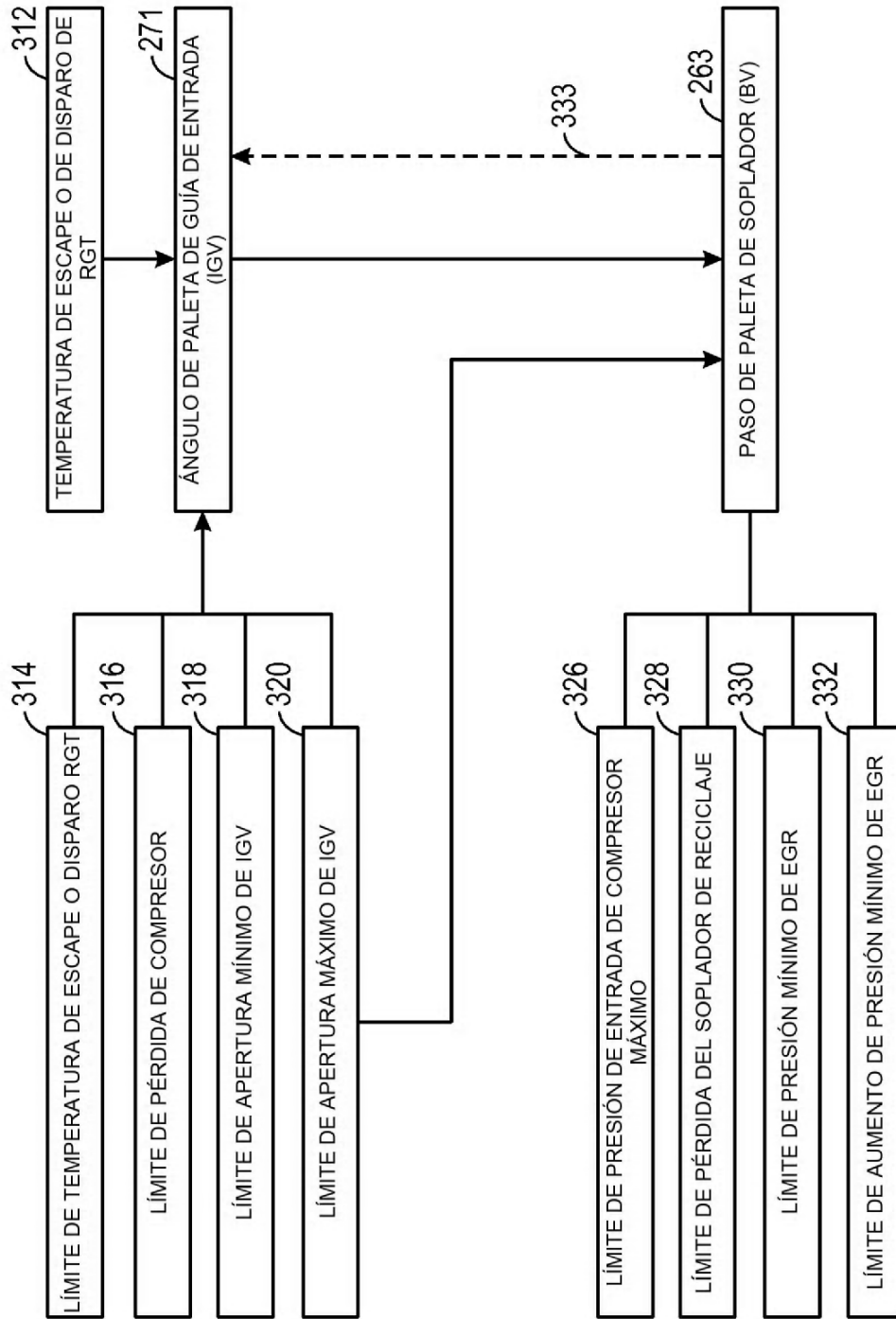


FIG. 9

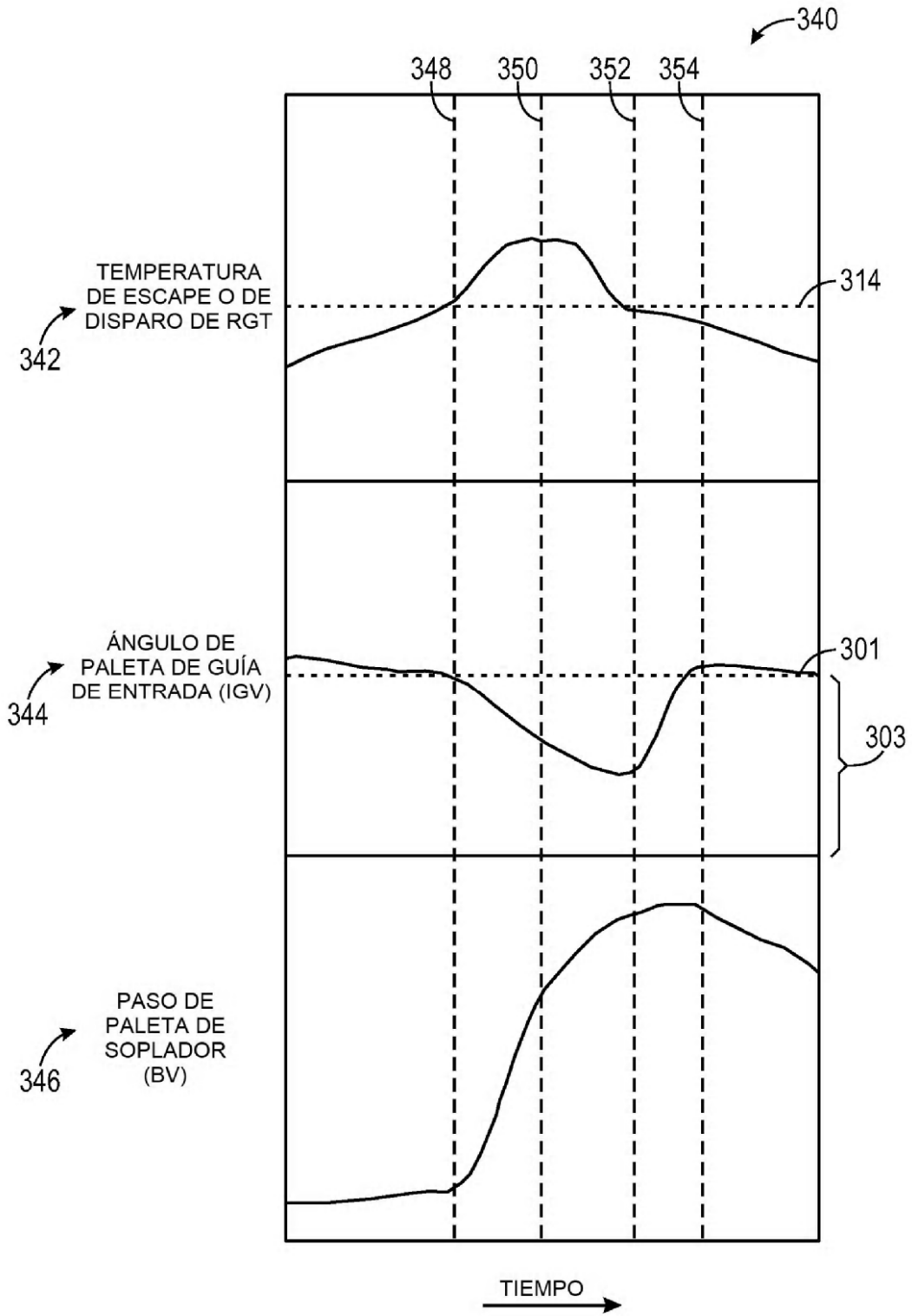


FIG. 10