

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **3 026 689**

51 Int. Cl.:

F01K 25/10 (2006.01)

F02C 3/34 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **22.10.2020** **PCT/IB2020/059956**

87 Fecha y número de publicación internacional: **29.04.2021** **WO21079324**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **22.10.2020** **E 20800335 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **09.04.2025** **EP 4048873**

54 Título: **Esquemas de control para la gestión térmica de sistemas de producción de energía y métodos**

30 Prioridad:

22.10.2019 US 201962924525 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
11.06.2025

73 Titular/es:

8 RIVERS CAPITAL, LLC (100.00%)
406 Blackwell Street
Durham, North Carolina 27701, US

72 Inventor/es:

FORREST, BROCK ALAN;
LU, XIJIA;
FETVEDT, JEREMY ERON y
RAFATI, NAVID

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 3 026 689 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

Esquemas de control para la gestión térmica de sistemas de producción de energía y métodos

5 Campo de la invención

La presente divulgación se refiere a sistemas y métodos de control, y más particularmente a sistemas y métodos de control que pueden integrarse con sistemas y métodos de producción de energía. Los sistemas y métodos de control pueden implementarse particularmente para la gestión de flujos térmicos que entran y salen del sistema de producción de energía.

Antecedentes de la invención

Existen muchos sistemas y métodos conocidos para la combustión de combustibles fósiles para producir energía eléctrica. Los documentos US2012/036860 A1 y US2002/043064 A1 divulgan dichos sistemas y métodos. Aunque se buscan constantemente medios alternativos de producción de energía, los factores de coste y la disponibilidad de combustibles fósiles, especialmente carbón y gas natural (así como hidrocarburos residuales, como productos de petróleo residuales), impulsan una necesidad continua de sistemas configurados para quemar dichos combustibles. En consecuencia, existe una creciente necesidad de sistemas y métodos que permitan una producción de energía de alta eficiencia con captura completa de carbono.

La capacidad de generar energía a partir de la quema de combustibles fósiles con captura total de carbono ofrece la posibilidad de producir dióxido de carbono en grandes cantidades como un producto valioso. El compuesto se utiliza, por ejemplo, en la industria de los metales (por ejemplo, para mejorar la dureza de los moldes de fundición), en la fabricación y la construcción (por ejemplo, como gas de protección en la soldadura MIG/MAG), en la fabricación de productos químicos (por ejemplo, como materia prima en la producción de metanol y urea), en la gestión de yacimientos petrolíferos (por ejemplo, para mejorar las técnicas de producción de petróleo) y en las industrias de alimentos y bebidas (por ejemplo, para la carbonatación, para su uso como refrigerante, para descafeinar el café, para la separación y purificación de concentrados volátiles de aromas y fragancias, y para la esterilización en frío en mezcla con óxido de etileno), por nombrar solo algunas. Según el uso real, el dióxido de carbono que se introduce en un uso industrial a menudo debe presurizarse y/o calentarse por encima de las condiciones ambientales.

El suministro de CO₂ limpio para usos como los indicados anteriormente (así como otros usos) normalmente incluye la separación del CO₂ de una mezcla de gases industriales, que a menudo contiene otros compuestos, como CO, H₂, azufre y similares. Esto, por supuesto, requiere una serie de procesos de purificación. Los requisitos de purificación, así como la necesidad de proporcionar el CO₂ a la presión y/o temperatura deseadas, pueden implicar la adquisición de equipos dedicados de compresión, limpieza y calentamiento que generan altos costes de capital y grandes consumos de energía.

Además de lo anterior, los procesos de producción de energía suelen estar configurados para la utilización y producción de cantidades significativas de energía térmica. Esta energía térmica puede utilizarse directamente en la producción de energía o puede estar disponible para usos posteriores. Por lo tanto, existe la necesidad de medios para controlar los procesos de producción de energía de manera que se puedan obtener y/o exportar de manera eficiente diversos flujos de productos, como el dióxido de carbono y los modos de transferencia térmica, para un uso posterior.

Compendio de la invención

En la reivindicación 1 se describe un método según la invención y en la reivindicación 10 se describe una planta de producción de energía según la invención.

Los sistemas de control pueden proporcionar particularmente control sobre uno o más de presión, temperatura, caudal y composición de corriente de una o más corrientes de flujo en un sistema de producción de energía. Los sistemas de control pueden proporcionar una eficiencia óptima del sistema de producción de energía. Los sistemas de control pueden proporcionar además control sobre aspectos del sistema de producción de energía, como el arranque del sistema, el apagado del sistema, el cambio de la(s) corriente(s) de entrada en el sistema, el cambio de la(s) corriente(s) de salida en el sistema, la gestión de emergencias operativas relacionadas con el sistema y cualquier consideración similar relacionada con el funcionamiento de un sistema de producción de energía. En algunas realizaciones, los sistemas de control pueden estar particularmente adaptados o configurados para proporcionar la gestión de flujos térmicos que entran y salen de los sistemas y métodos de producción de energía. Por ejemplo, los flujos térmicos pueden estar incorporados en un fluido de transferencia de calor y/o mediante el paso de una corriente dedicada en el sistema de producción de energía a través de un intercambiador de calor contra una corriente dedicada en un sistema diferente.

La presente divulgación se puede referir más particularmente a la exportación de CO₂ de un ciclo de producción

de energía de modo que el CO₂ se pueda utilizar en una variedad de usos finales beneficiosos sin la necesidad de compresión y/o calentamiento del CO₂ en el punto de uso real. La patente de EE. UU. n.º 8,596,075 de Allam *et al.* describe un ciclo de producción de energía de alta eficiencia en donde se lleva a cabo una combustión de oxcombustible utilizando una corriente de CO₂ de reciclado en donde al menos una parte del CO₂ se puede capturar como una corriente relativamente pura. Debido a la naturaleza del ciclo en donde los gases de combustión y el CO₂ reciclado se pueden proporcionar a una variedad de presiones y temperaturas, dichos sistemas y métodos se pueden configurar según la presente divulgación para extraer CO₂ sustancialmente puro en un rango de presión y/o temperatura beneficiosamente amplio para su exportación.

En una o más realizaciones, la presente divulgación proporciona sistemas y métodos mediante los cuales el CO₂ que surge de un ciclo de producción de energía que utiliza CO₂ como fluido de trabajo puede tomarse como un producto final y alimentarse directamente a un uso posterior del material. Por ejemplo, los sistemas y métodos de la presente divulgación pueden permitir la exportación de CO₂ como materia prima química y/o fluido de transferencia de calor a diversas temperaturas y presiones para su uso en procesos industriales endotérmicos posteriores.

En algunas realizaciones, los sistemas y métodos divulgados en el presente documento son beneficiosos porque se puede proporcionar calor de bajo grado a un proceso externo. Esto se puede lograr en una realización de ejemplo utilizando CO₂ derivado de la combustión de manera eficaz como portador de calor. Además, la presente divulgación prevé la gestión de la reducción de la temperatura de la planta (es decir, la estabilidad y operabilidad de la turbina) mediante la exportación de dicho calor de bajo grado junto con cambios en el caudal a través del compresor de gas caliente ("HGC") del sistema de producción de energía del que se deriva el CO₂. Como tal, al confiar en el ciclo de producción de energía que utiliza un fluido de trabajo de CO₂, es posible eliminar parcial o completamente la necesidad de que la combustión se lleve a cabo por separado del propio ciclo de producción de energía. Como tal, la temperatura máxima se puede limitar por la calidad y cantidad total de calor que se puede tomar del tren de intercambiadores de calor recuperativos utilizado en el ciclo de producción de energía antes de que el compresor de gas caliente ya no pueda complementar las pérdidas (es decir, mantener el perfil del intercambiador de calor). De esta manera, los sistemas y métodos de la presente divulgación pueden proporcionar ventajas distintivas sobre otras posibles fuentes industriales de CO₂, como los sistemas en donde se recupera el calor de compresión del CO₂ para ayudar a generar vapor que se utiliza para extraer el CO₂ de las columnas de recuperación. En estas alternativas menos deseables, el proceso de recuperación de calor es un complemento independiente de las actividades de generación de energía directa y, por lo tanto, no puede proporcionar muchas de las ventajas de los sistemas y métodos divulgados actualmente. Como tal, los sistemas y métodos conocidos no incluyen el uso de CO₂ derivado de la combustión tomado de un ciclo de producción de energía de CO₂ supercrítico y, de la misma manera, no contemplan el suministro de energía térmica externa para procesos químicos mediante el uso de CO₂ como un disipador de calor transportable.

En uno o más ejemplos, la presente divulgación puede proporcionar un método para proporcionar una corriente de CO₂ para un uso final de la misma. Por ejemplo, dicho método puede comprender: quemar un combustible para formar una corriente de combustión que comprende CO₂; generar energía; eliminar uno o más contaminantes de la corriente de combustión para proporcionar una corriente sustancialmente pura de CO₂; y exportar la corriente sustancialmente pura de CO₂ a una o ambas de una temperatura y presión que es mayor que la ambiente. En particular, el CO₂ exportado puede estar a una presión de aproximadamente 2 bar o más, aproximadamente 5 bar o más, aproximadamente 10 bar o más, aproximadamente 25 bar o más, aproximadamente 50 bar o más, o aproximadamente 100 bar o más (dicha presión de exportación tiene un límite superior en línea con los límites de presión inherentes al equipo requerido para comprimir el CO₂ y el equipo utilizado para transportar el CO₂). En algunos ejemplos, la presión puede ser de aproximadamente 2 bar a aproximadamente 500 bar, de aproximadamente 10 bar a aproximadamente 490 bar, de aproximadamente 25 bar a aproximadamente 480 bar, de aproximadamente 50 bar a aproximadamente 475 bar, de aproximadamente 75 bar a aproximadamente 450 bar, o de aproximadamente 100 bar a aproximadamente 400 bar. El CO₂ exportado puede estar a una temperatura de aproximadamente 35 °C o más, aproximadamente 40 °C o más, aproximadamente 50 °C o más, aproximadamente 75 °C o más, o aproximadamente 100 °C o más (dicha temperatura de exportación tiene un límite superior en línea con los límites de temperatura inherentes al equipo requerido para el manejo del CO₂). En algunos ejemplos, la temperatura puede ser de aproximadamente 35 °C a aproximadamente 500 °C, de aproximadamente 40 °C a aproximadamente 450 °C, de aproximadamente 50 °C a aproximadamente 400 °C o de aproximadamente 60 °C a aproximadamente 350 °C.

En una o más realizaciones, la presente divulgación puede referirse a un sistema de control adecuado para su uso en una planta de producción de energía. Por ejemplo, la planta de producción de energía puede ser una planta que quema un combustible en oxígeno sustancialmente puro en una cámara de combustión a una presión de aproximadamente 12 MPa o mayor con una corriente de CO₂ circulante adicional para producir una corriente combinada de productos de combustión y CO₂ circulante.

La corriente combinada puede pasar a través de una turbina productora de energía con una presión de

descarga de al menos 10 bar. El escape de la turbina puede enfriarse en un intercambiador de calor economizador para precalentar la corriente de CO₂ circulante. El escape de la turbina puede enfriarse aún más hasta una temperatura cercana a la ambiente y puede eliminarse el agua condensada. La corriente de gas de CO₂ puede comprimirse para que esté a la presión de entrada de la turbina o cerca de ella utilizando un compresor de gas seguido de una bomba de CO₂ denso para formar la corriente de CO₂ circulante. El CO₂ neto producido en la cámara de combustión puede eliminarse a cualquier presión entre las presiones de entrada y salida de la turbina. Puede introducirse calor de una fuente externa para precalentar parte de la corriente de CO₂ circulante a una temperatura en el rango de 200 °C a 400 °C para reducir la diferencia de temperatura entre el escape de la turbina y la corriente de CO₂ circulante que sale del intercambiador de calor economizador a aproximadamente 50 °C o menos. El caudal de combustible puede controlarse para proporcionar la energía de salida requerida de la turbina. La temperatura de salida de la turbina se puede controlar mediante la velocidad de la bomba de CO₂. La presión de descarga del compresor de CO₂ se puede controlar reciclando el flujo de CO₂ comprimido a la entrada del compresor. El caudal de CO₂ neto producido a partir de la combustión de gas combustible y eliminado del sistema se puede utilizar para controlar la presión de entrada del compresor de CO₂. La diferencia entre la temperatura del escape de la turbina que entra en el intercambiador de calor economizador y la temperatura de la corriente de CO₂ circulante que sale del intercambiador de calor economizador se puede controlar para que sea igual o inferior a 50 °C controlando el caudal de una parte de la corriente de CO₂ circulante que se calienta mediante una fuente de calor adicional. El caudal de agua líquida neta y las impurezas derivadas del combustible eliminadas del sistema se pueden controlar mediante el nivel en el separador de agua líquida. El caudal de oxígeno se puede controlar para mantener una relación de oxígeno con el caudal de gas combustible que puede dar como resultado un exceso definido de oxígeno en el flujo de entrada de la turbina para garantizar la combustión completa del gas combustible y la oxidación de los componentes del gas combustible. La corriente de oxígeno a la presión de entrada del compresor de CO₂ se puede mezclar con una cantidad de CO₂ de la entrada del compresor de CO₂ para producir una corriente oxidante con una composición de oxígeno de aproximadamente 15 % a aproximadamente 40 % (molar), lo que puede reducir la temperatura de llama adiabática en la cámara de combustión. El flujo de oxidante requerido para producir la relación requerida de oxígeno a gas combustible se puede controlar mediante la velocidad de la bomba de oxidante. La presión de descarga del compresor de oxidante se puede controlar reciclando el flujo de oxidante comprimido a la entrada del compresor. La presión de entrada del compresor de oxidante se puede controlar mediante el caudal de CO₂ diluyente mezclado con el oxígeno que forma la corriente oxidante. La relación de oxígeno a CO₂ en la corriente oxidante se puede controlar mediante el flujo de oxígeno. El oxígeno se puede suministrar al sistema de energía a una presión al menos tan alta como la presión de entrada de la turbina y donde se puede desear una corriente oxidante con una composición de oxígeno en el rango de aproximadamente el 15 % a aproximadamente el 40 % (molar). La relación de oxígeno a gas combustible se puede controlar mediante el flujo de oxígeno. La relación oxígeno/CO₂ en el flujo de oxidante se puede controlar mediante el flujo de CO₂ diluyente tomado de la descarga del compresor de CO₂.

En uno o más ejemplos, la presente divulgación puede proporcionar sistemas de producción de energía que incluyen un sistema de control integrado, que puede configurarse para el control automatizado de al menos un componente del sistema de producción de energía. En particular, el sistema de control puede incluir al menos una unidad controladora configurada para recibir una entrada relacionada con un parámetro medido del sistema de producción de energía y configurada para proporcionar una salida al menos un componente del sistema de producción de energía sujeto al control automatizado.

El sistema de control integrado puede incluir un controlador de energía configurado para recibir una entrada relacionada con la energía producida por uno o más componentes de producción de energía del sistema de producción de energía. El controlador de energía puede configurarse para cumplir uno o ambos de los siguientes requisitos: proporcionar una salida a un componente de calentamiento del sistema de producción de energía para aumentar o disminuir la producción de calor por el componente de calentamiento; proporcionar una salida a una válvula de combustible para permitir que entre más combustible o menos combustible en el sistema de producción de energía. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de relación combustible/oxidante configurado para recibir una o ambas de una entrada relacionada con el caudal de combustible y una entrada relacionada con el caudal de oxidante. El controlador de relación combustible/oxidante puede configurarse para cumplir uno o ambos de los siguientes requisitos: proporcionar una salida a una válvula de combustible para permitir que entre más combustible o menos combustible en el sistema de producción de energía; proporcionar una salida a una válvula de oxidante para permitir que entre más oxidante o menos oxidante en el sistema de producción de energía. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de bomba configurado para recibir una entrada relacionada con la temperatura de una corriente de escape de una turbina en el sistema de producción de energía y para proporcionar una salida a una bomba aguas arriba de la turbina para aumentar o disminuir el caudal de una corriente que sale de la bomba. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de presión de succión de bomba configurado para recibir una entrada relacionada con la presión de succión en un fluido aguas arriba de una bomba en el sistema de producción de energía y para proporcionar una salida a una válvula antirretorno que está ubicada aguas arriba de la bomba. El controlador de presión de succión de bomba está configurado para cumplir uno o ambos de los siguientes requisitos: hacer que más del fluido o menos del fluido se derrame de regreso a un punto que está más aguas arriba de la válvula antirretorno; hacer que más del fluido o menos del

fluido se elimine del sistema de producción de energía aguas arriba de la bomba. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de regulación de presión configurado para recibir una entrada relacionada con la presión de una corriente de escape de una turbina en el sistema de producción de energía y para proporcionar una salida a una válvula de salida de fluido y permitir que el fluido salga de la corriente de escape y, opcionalmente, para proporcionar una salida a una válvula de entrada de fluido y permitir que el fluido entre a la corriente de escape. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de separador de agua configurado para recibir una entrada relacionada con la cantidad de agua en un separador del sistema de producción de energía y para proporcionar una salida a una válvula de eliminación de agua para permitir o no permitir la extracción de agua del separador y mantener la cantidad de agua en el separador dentro de un valor definido. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de bomba de oxidante configurado para recibir una entrada relacionada con uno o ambos de un flujo másico de un combustible y un flujo másico de un oxidante en el sistema de producción de energía y calcular una relación de flujo másico del combustible y el oxidante. El controlador de bomba de oxidante se puede configurar para proporcionar una salida a la bomba de oxidante para cambiar la energía de la bomba para afectar la relación de flujo másico del combustible y el oxidante en el sistema de producción de energía. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de presión de oxidante configurado para recibir una entrada relacionada con la presión de una corriente de oxidante aguas abajo de un compresor de oxidante y para proporcionar una salida a una válvula de derivación de oxidante para hacer que más oxidante o menos oxidante deriven el compresor. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de presión de oxidante configurado para recibir una entrada relacionada con la presión de una corriente de oxidante aguas arriba de un compresor de oxidante y para proporcionar una salida a una válvula de fluido de reciclado para hacer que más fluido de reciclado o menos fluido de reciclado del sistema de producción de energía se añada a la corriente de oxidante aguas arriba del compresor de oxidante. En particular, el fluido de reciclado puede ser una corriente de CO₂ sustancialmente puro. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de dilución configurado para recibir una entrada relacionada con uno o ambos del flujo másico de un oxidante y el flujo másico de una corriente de diluyente de oxidante y para calcular una relación de flujo másico del oxidante y el diluyente de oxidante. El controlador de dilución se puede configurar para proporcionar una salida a una válvula de entrada de oxidante para permitir que más oxidante o menos oxidante entre al sistema de producción de energía de modo que la relación de flujo másico del oxidante al diluyente oxidante esté dentro de un rango definido.

El sistema de control integrado puede incluir un controlador de presión de succión del compresor configurado para recibir una entrada relacionada con la presión de succión de un fluido aguas arriba de un compresor en el sistema de producción de energía y para proporcionar una salida a una válvula antirretorno que está ubicada aguas abajo del compresor y que hace que más fluido o menos fluido se derrame de regreso a un punto que está aguas arriba del compresor. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de velocidad de bomba configurado para recibir una entrada relacionada con la presión de succión aguas arriba de la bomba y para proporcionar una salida a la bomba para aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. El sistema de control integrado puede incluir un controlador de calor de flujo lateral configurado para recibir una entrada relacionada con un requisito de flujo másico calculado para un flujo lateral de una corriente de reciclado de alta presión en el sistema de producción de energía y para proporcionar una salida a una válvula de flujo lateral para aumentar o disminuir la cantidad de la corriente de reciclado de alta presión en el flujo lateral.

El sistema de producción de energía puede comprender: una turbina; un compresor aguas abajo de la turbina y en conexión fluida con la turbina; una bomba aguas abajo del compresor y en conexión fluida con el compresor; y un calentador situado aguas abajo de la bomba y en conexión fluida con la bomba y situado aguas arriba de la turbina y en conexión fluida con la turbina. Opcionalmente, el sistema de producción de energía puede incluir un intercambiador de calor recuperador.

En uno o más ejemplos, la presente divulgación puede proporcionar métodos para el control automatizado de un sistema de producción de energía. En particular, el método puede comprender el funcionamiento de un sistema de producción de energía que comprende una pluralidad de componentes que incluyen: una turbina; un compresor aguas abajo de la turbina y en conexión fluida con la turbina; una bomba aguas abajo del compresor y en conexión fluida con el compresor; y un calentador colocado aguas abajo de la bomba y en conexión fluida con la bomba y colocado aguas arriba de la turbina y en conexión fluida con la turbina. Además, el funcionamiento del sistema de producción de energía puede incluir el uso de uno o más controladores integrados con el sistema de producción de energía para recibir una entrada relacionada con un parámetro medido del sistema de producción de energía y proporcionar una salida que controle automáticamente al menos uno de la pluralidad de componentes del sistema de producción de energía.

En otros ejemplos, los métodos pueden incluir uno o más de las siguientes etapas, que pueden combinarse en cualquier número y orden. La salida puede basarse en un algoritmo de control computarizado preprogramado. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la energía producida por el sistema de producción de energía y dirigir una o ambas de las siguientes acciones: proporcionar una salida al calentador para aumentar o disminuir la producción de calor por el calentador; proporcionar una salida a una válvula de combustible del sistema de producción de energía para permitir que entre más combustible o menos combustible en el sistema de producción de energía. El funcionamiento puede

incluir el uso de un controlador para recibir una o ambas de una entrada relacionada con el caudal de combustible y una entrada relacionada con el caudal de oxidante y dirigir una o ambas de las siguientes acciones: proporcionar una salida a una válvula de combustible del sistema de producción de energía para permitir que entre más combustible o menos combustible en el sistema de producción de energía; proporcionar una salida a una válvula de oxidante del sistema de producción de energía para permitir que entre más oxidante o menos oxidante en el sistema de producción de energía. El método de funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la temperatura de una corriente de escape de la turbina y proporcionar una salida a la bomba aguas arriba de la turbina para aumentar o disminuir el caudal de una corriente que sale de la bomba. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la presión de succión en un fluido aguas arriba de la bomba y proporcionar una salida a una válvula antirretorno que está ubicada aguas arriba de la bomba. En particular, se pueden cumplir uno o ambos de los siguientes requisitos: el controlador hace que más del fluido o menos del fluido se derrame de regreso a un punto que está más aguas arriba de la válvula antirretorno; el controlador hace que más del fluido o menos del fluido se elimine del sistema de producción de energía aguas arriba de la bomba. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la presión de una corriente de escape de la turbina y proporcionar una salida a una válvula de salida de fluido y permitir que el fluido salga de la corriente de escape y, opcionalmente, proporcionar una salida a una válvula de entrada de fluido y permitir que el fluido entre en la corriente de escape. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la cantidad de agua en un separador incluido en el sistema de producción de energía y proporcionar una salida a una válvula de eliminación de agua para permitir o no la eliminación de agua del separador y mantener la cantidad de agua en el separador dentro de un valor definido. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con uno o ambos de un flujo másico de un combustible y un flujo másico de un oxidante introducido en el sistema de producción de energía y calcular una relación de flujo másico del combustible y el oxidante. En particular, el controlador puede proporcionar una salida a una bomba de oxidante para cambiar la energía de la bomba para afectar la relación de flujo másico del combustible y el oxidante en el sistema de producción de energía. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la presión de una corriente de oxidante aguas abajo de un compresor de oxidante y proporcionar una salida a una válvula de derivación de oxidante para hacer que más oxidante o menos oxidante deriven el compresor. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la presión de una corriente de oxidante aguas arriba de un compresor de oxidante y proporcionar una salida a una válvula de fluido de reciclado para hacer que se añada más fluido de reciclado o menos fluido de reciclado a la corriente de oxidante aguas arriba del compresor de oxidante. En particular, el fluido de reciclado puede ser una corriente de CO₂ sustancialmente puro. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con uno o ambos del flujo másico de un oxidante y el flujo másico de una corriente de diluyente de oxidante y calcular una relación de flujo másico del oxidante y el diluyente de oxidante. En particular, el controlador puede configurarse para proporcionar una salida a una válvula de entrada de oxidante para permitir que entre más oxidante o menos oxidante en el sistema de producción de energía de modo que la relación de flujo másico del oxidante al diluyente de oxidante esté dentro de un rango definido. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la presión de succión de un fluido aguas arriba del compresor y proporcionar una salida a una válvula antirretorno que está ubicada aguas abajo del compresor y que hace que más fluido o menos fluido se derrame de regreso a un punto que está aguas arriba del compresor. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con la presión de succión aguas arriba de la bomba y proporcionar una salida a la bomba para aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. El funcionamiento puede incluir el uso de un controlador para recibir una entrada relacionada con un requisito de flujo másico calculado para un flujo lateral de una corriente de reciclado de alta presión y proporcionar una salida a una válvula de flujo lateral para aumentar o disminuir la cantidad de la corriente de reciclado de alta presión en el flujo lateral.

En algunos ejemplos, los métodos para controlar una planta de producción de energía pueden comprender: ajustar un perfil térmico de una unidad de intercambio de calor (HEU) que opera con una pluralidad de corrientes que pasan entre un primer extremo de HEU que tiene una primera temperatura operativa y un segundo extremo de HEU que tiene una segunda temperatura operativa más baja; en donde dicho ajuste comprende implementar una función de control que altera un flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes que pasan entre el primer extremo de HEU y el segundo extremo de HEU agregando flujo másico o retirando flujo másico de la una o más de la pluralidad de corrientes en un rango de temperatura intermedio dentro de HEU en un punto que está ubicado entre el primer extremo de HEU y el segundo extremo de HEU. Dichos métodos pueden definirse adicionalmente en relación con una o más de las siguientes afirmaciones, que pueden combinarse en cualquier número y orden.

El ajuste puede comprender hacer que una parte de una corriente calentada que pasa a través de HEU evite una sección de la HEU a través de una línea de derivación de modo que dicho ajuste sea efectivo para reducir el flujo másico de la corriente calentada que pasa a través de la sección de HEU que se evita.

La corriente calentada que pasa a través de la HEU puede ser una corriente de escape de turbina calentada de una turbina, la corriente de escape de turbina calentada pasa desde el primer extremo de HEU al segundo

extremo de HEU para proporcionar una corriente de escape de turbina enfriada, y en donde la corriente de escape de turbina enfriada puede procesarse adicionalmente a través de uno o más de un separador, un compresor y una bomba.

- 5 La función de control puede comprender hacer que la parte de la corriente calentada que pasa a través de la HEU evite la sección de la HEU a través de la línea de derivación en respuesta a una o ambas de las siguientes señales recibidas por un controlador: una señal que indica un cambio en la demanda de energía eficaz para provocar un cambio operativo de la turbina que altera la generación de energía de la planta de producción de energía; y una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU está dentro de un umbral definido de
- 10 una temperatura operativa máxima de la HEU.

La función de control puede comprender abrir una válvula ubicada en la línea de derivación.

- 15 La parte de la corriente calentada que pasa a través de la línea de derivación se puede unir nuevamente con la corriente de escape de la turbina enfriada aguas abajo del segundo extremo de HEU y aguas arriba de uno o más del separador, el compresor y la bomba.

- 20 El método puede comprender además hacer que la parte de la corriente calentada que pasa a través de la línea de derivación se procese a través de un intercambiador de calor de derivación eficaz para transferir calor desde la parte de la corriente calentada en la línea de derivación a una o más corrientes adicionales.

- 25 El ajuste puede comprender uno o ambos de los siguientes: hacer que una parte de una corriente de reciclado que se calienta en la HEU pase a una corriente de escape que se enfría en la HEU de modo que dicho ajuste sea eficaz para aumentar el flujo másico de la corriente de escape que pasa a través de una sección de la HEU; y hacer que una parte de una corriente de oxidante que se calienta en la HEU pase a una corriente de escape que se enfría en la HEU de modo que dicho ajuste sea eficaz para aumentar el flujo másico de la corriente de escape que pasa a través de una sección de la HEU.

- 30 La función de control puede comprender hacer que la parte respectiva de la corriente de reciclado y la corriente de oxidante pasen a la corriente de escape en respuesta a una o ambas de las siguientes: una señal que indica un cambio en la demanda de energía eficaz para provocar un cambio operativo de una turbina que altera la generación de energía de la planta de producción de energía; una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU está dentro de un umbral definido de una temperatura operativa máxima de la HEU.

- 35 La planta de producción de energía puede incluir un compresor de recirculación configurado para retirar una parte de una corriente de escape de turbina calentada que pasa a través de la HEU, comprimir la parte de la corriente de escape de turbina calentada que se retira y recombinar la parte de la corriente de escape de turbina calentada que se comprime en una sección aguas abajo de la HEU.

- 40 La función de control puede comprender cerrar un álabe guía de entrada (IGV) del compresor de recirculación en respuesta a una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU está dentro de un umbral definido de una temperatura máxima de funcionamiento de la HEU.

- 45 El método puede comprender además agregar calor a una o más de la pluralidad de corrientes que pasan entre el primer extremo de HEU y el segundo extremo de HEU, en donde el calor se agrega en un rango de temperatura intermedio dentro de la HEU en un punto que está colocado entre el primer extremo de HEU y el segundo extremo de HEU, y en donde el calor se agrega usando un calentador que funciona independientemente de la HEU.

- 50 El calentador puede ser un calentador de combustión.

El calor se puede agregar a una corriente de escape de turbina que pasa a través de la HEU, y en donde una corriente de escape del calentador de combustión se agrega directamente a la corriente de escape de turbina.

- 55 En otros ejemplos, la presente divulgación puede referirse particularmente a plantas de producción de energía. Por ejemplo, una planta de producción de energía puede comprender: una turbina; un generador de energía; una unidad de intercambio de calor (HEU); uno o más compresores o bombas; y una unidad de control; en donde la HEU está configurada para el intercambio de calor entre una pluralidad de corrientes que pasan entre un primer extremo de HEU que tiene una primera temperatura operativa y un segundo extremo de HEU que
- 60 tiene una segunda temperatura operativa más baja; en donde la HEU incluye uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes en un punto que está colocado entre el primer extremo de HEU y el segundo extremo de HEU de manera que una parte de un fluido que pasa a través de una o más de la pluralidad de corrientes se desvía del paso a través de una sección restante de la HEU; y en donde la unidad de control está configurada para recibir una señal que
- 65 define una condición operativa de la planta de producción de energía y, en base a ello, emitir una señal efectiva para controlar el uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de la

una o más de la pluralidad de corrientes. Estas plantas de energía pueden definirse adicionalmente en relación con una o más de las siguientes afirmaciones, que pueden combinarse en cualquier número y orden.

5 La HEU se puede configurar para el intercambio de calor entre al menos una corriente de escape de turbina que sale de una turbina y una o ambas de una corriente de reciclado y una corriente de oxidante.

10 El uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes pueden incluir una línea de derivación y una válvula de derivación configuradas para desviar una parte de la corriente de escape de turbina alrededor de una sección de la HEU.

La planta de producción de energía puede comprender además un intercambiador de calor de derivación que funciona con la línea de derivación y está configurado para transferir calor desde la parte de la corriente de escape de turbina desviada a través de ella a una o más corrientes adicionales.

15 El uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes incluyen una línea de recirculación y una válvula de recirculación interpuesta entre la corriente de escape de turbina y la corriente de reciclado.

20 El uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes incluyen una línea de recirculación y una válvula de recirculación interpuesta entre la corriente de escape de turbina y la corriente de oxidante.

25 La planta de producción de energía puede comprender además un calentador que está configurado para funcionar independientemente de la HEU, estando configurado el calentador para agregar calor a la corriente de escape de turbina en un punto que está colocado entre el primer extremo de HEU y el segundo extremo de HEU.

El calentador puede ser un calentador de combustión.

30 En otros ejemplos, la presente divulgación puede proporcionar sistemas para la generación conjunta de energía y uno o más productos finales. Dichos sistemas pueden comprender: una unidad de producción de energía que incluye al menos una cámara de combustión, una turbina, un intercambiador de calor y una unidad de separación, estando configurada la unidad de producción de energía para recibir una corriente de combustible y un oxidante y generar energía y dióxido de carbono sustancialmente puro; una unidad de producción de gas de síntesis configurada para recibir una materia prima y proporcionar un producto de gas de síntesis, al menos una parte del cual es eficaz para su uso como al menos una parte de la corriente de combustible en la unidad de producción de energía; una unidad de separación de aire configurada para proporcionar oxígeno para su uso como oxidante en la unidad de producción de energía y configurada para proporcionar nitrógeno; y una o ambas de una unidad de síntesis de amoníaco y una unidad de síntesis de urea. En otros ejemplos, dichos sistemas pueden definirse en relación con una o más de las siguientes afirmaciones, que pueden combinarse en cualquier número y orden.

45 La unidad de síntesis de amoníaco puede estar presente y puede configurarse para recibir nitrógeno de la unidad de separación de aire, configurarse para recibir hidrógeno de una fuente de hidrógeno y configurarse para generar amoníaco.

50 La fuente de hidrógeno puede ser una unidad de separación de hidrógeno configurada para recibir al menos una parte del producto de gas de síntesis de la unidad de producción de gas de síntesis y proporcionar una corriente de hidrógeno y una corriente de gas de síntesis reducido con hidrógeno que sea eficaz para su uso como al menos una parte de la corriente de combustible en la unidad de producción de energía.

La unidad de síntesis de urea puede estar presente y puede configurarse para recibir nitrógeno de una fuente de nitrógeno, configurarse para recibir dióxido de carbono del ciclo de producción de energía y configurarse para generar una corriente de urea.

55 La fuente de nitrógeno puede ser la unidad de síntesis de amoníaco.

Breve descripción de las figuras

60 La FIG. 1 es un diagrama de un sistema y método de producción de energía según un ejemplo de la presente divulgación.

La FIG. 2 es un diagrama de un sistema y método de producción de energía según una realización de la presente invención.

65 La FIG. 3 es un diagrama de un sistema y método de producción de energía según una realización adicional de la presente invención.

La FIG. 4 es un diagrama de un sistema y método de producción de energía según una realización adicional según la invención.

La FIG. 5 es un diagrama de un sistema y método de producción de energía según otra realización de la presente invención.

La FIG. 6 es un diagrama de flujo que muestra un proceso mediante el cual se puede producir energía en relación con la formación de uno o más productos adecuados para la exportación según ejemplos no cubiertos por la presente invención.

Descripción detallada

En una o más realizaciones, la presente divulgación proporciona sistemas y métodos para el control de la producción de energía. Los sistemas y métodos de control se pueden utilizar en relación con una amplia variedad de sistemas de producción de energía. Por ejemplo, los sistemas y métodos de control se pueden utilizar en sistemas y métodos de producción de energía que utilizan una turbina para la expansión de un fluido presurizado, particularmente en donde la temperatura de salida de turbina se mantiene sustancialmente constante o dentro de un rango de temperatura definido estrechamente (por ejemplo, $\pm 20^\circ\text{C}$, $\pm 15^\circ\text{C}$, $\pm 10^\circ\text{C}$ o $\pm 5^\circ\text{C}$). En algunos ejemplos, los presentes sistemas y métodos se pueden definir de manera que el mecanismo que controla la presión de entrada de turbina se puede desacoplar sustancialmente de la propia turbina. En ejemplos, esto puede ser en forma de un compresor o una bomba aguas abajo de una máquina de presurización principal que puede estar conectada a la turbina o no. En otros ejemplos, la turbina se puede conectar a un generador y un único dispositivo de presurización accionado independientemente puede funcionar en conjunto con el fluido de trabajo. En tales ejemplos, el punto de control entre el compresor y la bomba se puede eliminar sustancialmente como se describe en el presente documento.

Ejemplos de sistemas y métodos de producción de energía en donde se puede implementar un sistema de control como el descrito en el presente documento se describen en la patente de EE. UU. n.º 9,068,743 de Palmer *et al.*, la patente de EE. UU. n.º 9,062,608 de Allam *et al.*, la patente de EE. UU. n.º 8,986,002 de Palmer *et al.*, la patente de EE. UU. n.º 8,959,887 de Allam *et al.*, la patente de EE. UU. n.º 8,869,889 de Palmer *et al.*, la patente de EE. UU. n.º 8,776,532 de Allam *et al.* y la patente de EE. UU. n.º 8,596,075 de Allam *et al.*

Como ejemplo no limitativo, un sistema de producción de energía con el que se puede utilizar un sistema de control como el descrito en el presente documento se puede configurar para quemar un combustible con O_2 en presencia de un fluido circulante de CO_2 en una cámara de combustión, preferiblemente en donde el CO_2 se introduce a una presión de al menos aproximadamente 12 MPa y una temperatura de al menos aproximadamente 400°C , para proporcionar una corriente de producto de combustión que comprende CO_2 , preferiblemente en donde la corriente de producto de combustión tiene una temperatura de al menos aproximadamente 800°C . Dicho sistema de producción de energía se puede caracterizar además por uno o más de los siguientes, que se pueden combinar en cualquier número y/u orden:

la corriente del producto de combustión se puede expandir a través de una turbina con una presión de descarga de aproximadamente 1 MPa o mayor para generar energía y proporcionar un vapor de descarga de turbina que comprende CO_2 ;

la corriente de descarga de turbina puede pasar a través de una unidad de intercambiador de calor para proporcionar una corriente de descarga enfriada;

la corriente de descarga de turbina enfriada se puede procesar para eliminar uno o más componentes secundarios distintos del CO_2 para proporcionar una corriente de descarga purificada;

la corriente de descarga purificada se puede comprimir para proporcionar una corriente de fluido circulante de CO_2 supercrítico;

la corriente de fluido circulante de CO_2 supercrítico se puede enfriar para proporcionar un fluido circulante de CO_2 de alta densidad (preferiblemente en donde la densidad sea de al menos aproximadamente 200 kg/m^3);

el fluido circulante de CO_2 de alta densidad se puede bombear a una presión adecuada para su entrada a la cámara de combustión;

el fluido circulante de CO_2 presurizado se puede calentar al pasar a través de la unidad de intercambiador de calor utilizando el calor recuperado de la corriente de descarga de turbina;

todo o una parte del fluido circulante de CO_2 presurizado se puede calentar aún más con calor que no se extrae de la corriente de descarga de turbina (preferiblemente donde el calentamiento adicional se proporciona uno o

más de los momentos antes, durante o después de pasar a través del intercambiador de calor); y/o

el fluido circulante de CO₂ presurizado calentado se puede reciclar en la cámara de combustión (preferiblemente en donde la temperatura del fluido circulante de CO₂ presurizado, calentado que entra en la cámara de combustión sea menor que la temperatura de la corriente de descarga de turbina en no más de aproximadamente 50 °C).

Los sistemas de control descritos en el presente documento pueden ser particularmente útiles en relación con métodos de producción de energía como los ejemplificados anteriormente debido a la necesidad de proporcionar un control preciso sobre múltiples parámetros en relación con múltiples corrientes, parámetros que necesitan un control preciso para proporcionar el rendimiento y la seguridad deseados. Por ejemplo, en uno o más ejemplos, los sistemas de control presentes pueden ser útiles en relación con una o más de las funciones descritas en el presente documento. En algunos ejemplos, un sistema y método de control como los descritos en el presente documento en particular pueden incluir uno o más elementos y/o características como los descritos en la patente de EE. UU. n.º 10,103,737 de Fetvedt. *et al.*

En uno o más ejemplos, los sistemas y métodos descritos en el presente documento pueden estar relacionados con la regulación del perfil térmico, como en relación con los sistemas ilustrados en las FIGS. 1 a 5. Dichos sistemas pueden incluir, en general, al menos una unidad 100 de control configurada para recibir una o más entradas 101 de control eficaces para indicar a la unidad 100 de control que ejecute una o más funciones de control implementadas a través de una o más salidas 102 de control. Las entradas 101 de control pueden estar relacionadas con una propiedad medible, como la temperatura, la presión, el caudal, la energía de salida y similares, y los sistemas descritos en el presente documento pueden incluir uno o más sensores u otros componentes de medición configurados para proporcionar la salida deseada. Las salidas 102 de control pueden ser eficaces para provocar un cambio en el funcionamiento del sistema, como abrir o cerrar una o más válvulas, cambiar una presión de compresión o la velocidad de la bomba para modificar un caudal de una o más corrientes, o variables operativas similares. Con este fin, los sistemas de control útiles pueden adaptarse o configurarse para controlar la energía de salida y/o la temperatura de escape de turbina en varias configuraciones de ciclo de energía. Si bien mantener una temperatura de salida de turbina sustancialmente constante en el intercambiador 50 de calor puede reducir la tensión relacionada con el ciclo térmico, no la elimina por completo. Por lo tanto, la presente divulgación puede proporcionar funciones de control adicionales para abordar dichas deficiencias. Por ejemplo, a medida que se reduce la demanda de energía en la turbina 10, puede producirse una reducción correspondiente en la presión de salida y el flujo másico en la bomba 20. Esto puede conducir a un cambio en el perfil térmico del intercambiador de calor.

En ejemplos, la presente divulgación puede proporcionar una o más funciones de control eficaces para mantener la eficiencia del sistema independientemente de la demanda de energía fluctuante en el sistema y, alternativamente o adicionalmente, para evitar que la temperatura dentro de una o más secciones de la unidad de intercambio de calor exceda una temperatura umbral definida (que puede estar relacionada con una temperatura máxima de funcionamiento). Por ejemplo, un intercambiador de calor recuperativo principal que se ha diseñado y optimizado para condiciones compatibles con la salida de energía completa en la turbina puede tener un rendimiento cada vez mayor a medida que disminuye la demanda de energía. Esto se debe a que el área de superficie del intercambiador de calor se habrá especificado para caudales de masa relativamente mayores en las corrientes de reciclado de fluido de trabajo de alta presión (como dióxido de carbono supercrítico) y de escape de la turbina. Esto también puede aplicarse al flujo de oxidante. La reducción de la presión en el lado de reciclado de fluido de trabajo de alta presión también puede conducir a un calor específico más bajo del fluido de reciclado (flujo de oxidante también, si se incluye). Estos cambios pueden manifestarse acumulativamente como un aumento de la temperatura promedio del intercambiador de calor. Para abordar al menos parcialmente tales preocupaciones, en algunos ejemplos, el intercambiador 50 de calor puede configurarse como una pluralidad de intercambiadores de calor en serie, y las temperaturas de interfaz entre las unidades pueden aumentar a medida que disminuye la demanda de energía en la turbina. Tales oscilaciones de temperatura pueden crear estrés térmico, pero lo que es más importante, también pueden provocar modos de falla.

En algunos ejemplos, puede ser deseable construir un intercambiador 50 de calor que sea lo más rentable posible. Este enfoque puede conducir al uso de diferentes materiales en todo el rango de temperaturas en el intercambiador 50 de calor. Si bien todos los materiales están clasificados preferiblemente para la presión de salida máxima de la bomba 20 a la salida de energía total de la turbina (pérdidas mínimas para un mejor rendimiento), será necesario diseñar los materiales para diferentes temperaturas como un medio para promover soluciones de menor coste (materiales más baratos y masas acumuladas más bajas). En consecuencia, puede ser preferible que los controles de la planta incluyan una o más funciones efectivas para influir en las temperaturas intermedias del intercambiador 50 de calor con el fin de evitar desviaciones del límite de diseño dados los cambios en la temperatura promedio del intercambiador de calor que pueden ocurrir. Esto se puede lograr de diversas maneras, como se analiza en el presente documento. Más particularmente, las funciones de control pueden ser efectivas para evitar que una o más secciones de una unidad de intercambio de calor (HEU) excedan una temperatura de funcionamiento máxima. Como tal, se pueden implementar uno o más controles

para emitir una señal que indique que una temperatura dentro de la HEU (o dentro de una o más secciones específicas de una HEU) está dentro de un umbral definido de una temperatura máxima de funcionamiento. Dicho umbral puede ser, por ejemplo, menos del 20 % por debajo de, menos del 10 % por debajo, o menos del 5 % por debajo de la temperatura máxima de funcionamiento definida por el fabricante. Específicamente, el umbral para emitir una señal de alta temperatura puede estar en un rango que se encuentre entre el 20 % y el 1 %, entre el 15 % y el 1 %, entre el 10 % y el 1 %, entre el 20 % y el 2 %, entre el 15 % y el 2 %, entre el 15 % y el 5 %, entre el 10 % y el 2 % o entre el 10 % y el 5 % de la temperatura máxima de funcionamiento.

Por lo tanto, la presente divulgación puede relacionarse con métodos para el control de una planta de producción de energía. En particular, las figuras 1-5 ilustran diagramas de flujo esquemáticos de una planta de producción de energía según varios ejemplos y realizaciones, y los presentes métodos pueden implementarse para incorporar cualquier combinación de elementos y/o funciones descritas en relación con dichas figuras y/o expresamente ilustradas en dichas figuras. En algunas realizaciones, un método de control puede comprender ajustar un perfil térmico de una unidad 50 de intercambio de calor (HEU) que opera con una pluralidad de corrientes que pasan entre un primer extremo 50' de HEU que tiene una primera temperatura operativa y un segundo extremo 50" de HEU que tiene una segunda temperatura operativa más baja. Más particularmente, la etapa de ajuste puede incluir implementar una función de control que altere un flujo másico o flujo volumétrico de una o más de la pluralidad de corrientes que pasan entre el primer extremo 50' de HEU y el segundo extremo 50" de HEU agregando fluido (por ejemplo, flujo másico o flujo volumétrico) o retirando fluido de (por ejemplo, flujo másico o flujo volumétrico) de una o más de la pluralidad de corrientes. Esta adición o extracción de fluido a una o más corrientes puede llevarse a cabo en un rango de temperatura intermedio dentro de la HEU. Esto significa que la adición o extracción específicamente se puede llevar a cabo en un punto que está colocado entre el primer extremo 50' de HEU y el segundo extremo 50" de HEU. En otras palabras, esto puede ocurrir aguas arriba del segundo extremo de HEU y aguas abajo del primer extremo de HEU. Esto puede ser, por ejemplo, aproximadamente en un punto medio de la HEU 50 o un punto que está dentro del 5-45 %, 10-40 % o 20-35 % de la distancia desde el primer extremo de HEU o en un punto que está dentro del 5-45 %, 10-40 % o 20-35 % de la distancia desde el primer extremo de HEU. Por lo tanto, la adición o extracción de fluido puede tener lugar en una sección de la HEU que está más cerca del primer extremo (es decir, el extremo "caliente") o en una sección de la HEU que está más cerca del segundo extremo (es decir, el extremo "frío"). Cualquiera de estas posiciones puede ser referenciada en el presente documento como una posición "intermedia" en la HEU. En algunos ejemplos, la HEU puede ser una unidad integrada única. En otros ejemplos, la HEU puede ser una combinación de una pluralidad de secciones de HEU que están conectadas de forma fluida. Por lo tanto, una posición intermedia en la HEU puede ser una posición entre dos secciones de HEU discretas.

En uno o más ejemplos, como se ilustra en la FIG. 1, se pueden utilizar una o más líneas de derivación de escape de turbina para proteger el intercambiador 50 de calor. En general, en la FIG. 1, el combustible pasa por la línea 13 desde una fuente 12 de combustible, siendo comprimido opcionalmente en un compresor 14 de combustible, para ser quemado en la cámara 15 de combustión. El oxidante pasa por la línea 22 desde la fuente 25 de oxidante, que puede ser, por ejemplo, una unidad de separación de aire, una membrana de oxígeno u otra fuente de oxidante. El oxidante puede pasar directamente a la cámara 15 de combustión pero, como se ilustra, el oxidante puede mezclarse con CO₂ reciclado en el mezclador/unión 27 antes de comprimirse en la bomba 40 y pasarse por la línea 29 a través del intercambiador 50 de calor en ruta a la cámara 15 de combustión. En la cámara de combustión, el combustible se quema con el oxidante en presencia de CO₂ reciclado para formar una corriente de escape en la línea 16 que luego se expande en la turbina 10 para generar energía (por ejemplo, electricidad) en un generador 17. Los gases de escape de la turbina luego salen de la turbina 10 por la línea 18.

Para efectuar la derivación como se indicó anteriormente, la corriente de escape de la turbina en la línea 18 pasa a través del intercambiador 50 de calor, y una parte de la corriente de escape de turbina sale del intercambiador 50 de calor en la línea 1 a una temperatura intermedia. Como se ilustra en la FIG. 1, el intercambiador 50 de calor se muestra como dos secciones 50a y 50b de intercambio de calor separadas; sin embargo, las líneas discontinuas ilustran que las secciones de intercambio de calor separadas pueden estar conectadas como una única HEU que funciona con una pluralidad de secciones (por ejemplo, 2 o más, 3 o más, o incluso más partes) en diferentes condiciones. La válvula 5 puede ser abierta por el controlador según sea necesario para que una parte del flujo de la corriente de escape de turbina pueda salir de la HEU para luego volver a unirse al flujo de escape de turbina principal en un punto aguas arriba del intercambiador 70 de calor y/o aguas arriba del separador 35, y/o aguas arriba del compresor 30, y/o aguas arriba de la bomba 20. De este modo, el perfil térmico de la HEU puede ajustarse de manera efectiva haciendo que una parte de la corriente de escape de turbina (es decir, una corriente calentada) evite una sección de la HEU a través de una línea de derivación. La eliminación de una parte del gas de escape de turbina de la línea 18 en un punto intermedio del intercambiador 50 de calor tiene el efecto neto de reducir la energía térmica total transferida por debajo de la temperatura en el intercambiador de calor a la que se toma la corriente de escape de turbina en la línea 1. Esto da como resultado una temperatura promedio reducida para la parte restante del intercambiador de calor (por ejemplo, calor disponible en la sección 50b de intercambio de calor) a expensas de aumentar el trabajo rechazado en el intercambiador 70 de calor.

Si se desea, el calor de la corriente de escape de turbina extraída a través de la línea 1 de derivación también se puede utilizar para calentar fluidos distintos del CO₂ reciclado que se proporciona a través de la línea 39 y el oxidante que se proporciona a través de la línea 29 al intercambiador 50 de calor. Con este fin, el intercambiador 60 de calor de derivación puede utilizar la corriente de derivación en la línea 1 como fuente de calor para proporcionar energía térmica a cualquier proceso fuera del ciclo de energía ilustrado. Debe observarse que el intercambiador 60 de calor de derivación puede ser simplemente una sección dedicada de la red de intercambiadores 50 de calor (por ejemplo, el intercambiador 60 de calor de derivación puede ser parte integral del intercambiador 50 de calor y funcionar de modo que solo la corriente en la línea 1 pase a través del mismo para la eliminación de calor).

La función de control implementada de esta manera puede hacer que una parte de una corriente calentada que pasa a través de la HEU evite una sección de la HEU a través de la línea 1 de derivación en respuesta a una o más señales recibidas por el controlador 100. Por ejemplo, la señal de entrada recibida por el controlador 100 puede ser una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU está dentro de un umbral definido de una temperatura máxima de funcionamiento de la HEU. Por ejemplo, una salida 101 de temperatura puede generarse a partir de uno o más sensores de temperatura en uno o más puntos de control dentro de la HEU. Los puntos de control de temperatura dentro del intercambiador 50 de calor pueden configurarse para proporcionar retroalimentación a una válvula 5 de operación de controlador. Como tal, el controlador 100 puede enviar una señal 102a a la válvula 4 o a un componente adicional de la planta de producción de energía para que pase más o menos fluido a través de la línea 1 de derivación según sea apropiado para las condiciones dadas. A medida que las temperaturas intermedias dentro del intercambiador 50 de calor se acercan a los límites de diseño máximos, el controlador que proporciona control sobre la válvula 5 enviará una señal a la válvula 5 para que se abra. Esto estimulará el flujo de la corriente en la línea 1 a través del intercambiador 60 de calor de derivación antes de pasar al intercambiador 70 de calor. Si las condiciones de funcionamiento (por ejemplo, demanda de energía) son tales que las temperaturas intermedias en el intercambiador 50 de calor están por debajo de los límites de diseño, entonces la válvula 5 puede permanecer cerrada (o cerrarse si se abrió previamente) para desviar el flujo a través del resto del intercambiador 50 de calor (por ejemplo, la sección 50b de intercambio de calor). Esto tiene el beneficio de mejorar la recuperación térmica del ciclo de energía. Cualquier número de derivaciones se puede integrar en paralelo en el intercambiador 50 de calor como un medio para proporcionar un control de temperatura más fino en varias partes del tren de intercambiadores. El controlador de la válvula 5 y/o cualquier otra válvula de control de temperatura puede, de hecho, funcionar de tal manera que el ciclo de energía se opere de manera subóptima, con lo que se minimiza la recuperación de calor dentro del ciclo de energía. Este escenario puede ocurrir cuando el uso de energía térmica libre de carbono es de mayor utilidad en el intercambiador 60 de calor que para la producción de energía en la turbina 10.

En otras realizaciones, el control de la línea 1 de derivación puede efectuarse en función de la salida de energía de la turbina 10 y del generador 17. Por ejemplo, el controlador 100 puede recibir una señal 101b que indique un cambio en la demanda de energía que sea eficaz para provocar un cambio operativo de la turbina 10 que altere la generación de energía del generador 17 de la planta de producción de energía. En respuesta, el controlador 100 puede proporcionar una salida 102b que haga que pase más o menos fluido a través de la línea 1.

El ciclo de producción de energía puede continuar de otra manera, ya que el escape de turbina en la línea 18 puede fusionarse con la corriente de derivación en la línea 1, como en un mezclador/unión 21, antes del paso en la línea 19 al intercambiador 70 de calor, en donde la corriente de escape se enfría a una temperatura cercana a la ambiente. La corriente de escape pasa luego a través de 34 al separador 35 en donde se proporciona una corriente sustancialmente pura de CO₂ en la línea 36. La corriente de CO₂ se comprime luego en el compresor 30, opcionalmente se enfría en el intercambiador 80 de calor, luego se bombea en la bomba 20 al rango de presión deseado para reciclarse de nuevo en la cámara 15 de combustión a través de la línea 39. Opcionalmente, una parte de la corriente de CO₂ en la línea 39 se puede ramificar en la línea 38 y pasar al mezclador/unión 27, como se mencionó anteriormente, para mezclarla con el oxidante. Asimismo, una parte del CO₂ en la línea 39 se puede separar y pasar a través de la línea 37 para exportación u otro uso final, como EOR. El agua del separador 35 puede salir del sistema a través de la línea 33 de drenaje.

Un medio adicional de control de temperatura del intercambiador de calor también puede incorporar una o más funciones de control además del esquema de derivación mencionado anteriormente. La FIG. 2 ilustra así una realización en donde los elementos ya descritos en relación con la FIG. 1 permanecen sustancialmente inalterados.

En la FIG. 2, el sistema de producción de energía puede configurarse para permitir la recirculación de al menos una parte de uno o ambos flujos que pasan a través del intercambiador 50 de calor desde la bomba 20 y la bomba 40. Por ejemplo, la válvula 6 puede utilizarse para la recirculación de al menos una parte de la corriente de CO₂ reciclado que pasa a través del intercambiador 50 de calor en la línea 39 de modo que dicha parte de la corriente de CO₂ reciclado pase a la corriente de escape de la turbina en la línea 18. Asimismo, la válvula 7 puede utilizarse para la recirculación de al menos una parte de la corriente de oxidante que pasa a través del intercambiador 50 de calor en la línea 29 de modo que dicha parte de la corriente de oxidante pase a la corriente

de escape de turbina en la línea 18.

El ajuste de un perfil térmico de la HEU puede incluir uno o ambos de los siguientes: hacer que una parte de una corriente de reciclado que se calienta en la HEU pase a una corriente de escape que se enfría en la HEU de modo que dicho ajuste sea eficaz para aumentar el flujo másico de la corriente de escape que pasa a través de una sección de la HEU; y hacer que una parte de una corriente de oxidante que se calienta en la HEU pase a una corriente de escape que se enfría en la HEU de modo que dicho ajuste sea eficaz para aumentar el flujo másico de la corriente de escape que pasa a través de una sección de la HEU. Más particularmente, a medida que aumenta la salida deseada de la turbina 10, los caudales de descarga de la bomba 20 y/o la bomba 40 a la cámara 15 de combustión se pueden controlar para que aumenten igualmente según sea necesario. Si las bombas están funcionando como unidades de velocidad fija, la válvula apropiada en la respectiva línea de recirculación (por ejemplo, la válvula 6 en la línea 39a o la válvula 7 en la línea 29a) en el intercambiador 50 de calor comenzará a cerrarse. Esto no sólo proporcionará un mayor flujo másico a la cámara 15 de combustión (y, en última instancia, a la turbina 10), sino que también aumentará la cantidad de energía térmica proporcionada por el intercambiador 50 de calor a la cámara 15 de combustión. De lo contrario, cuando se reduce la energía de salida de la turbina 15, se pueden abrir la válvula 6 y la válvula 7 según sea necesario. Esto aumenta artificialmente el caudal a través de la mitad inferior del intercambiador 50 de calor (por ejemplo, a través de la sección 50b de intercambio de calor) y atempera la temperatura de escape de turbina para ayudar adicionalmente a gestionar el perfil de temperatura del intercambiador de calor.

Por lo tanto, la función de control puede comprender hacer que una o ambas de una parte de la corriente de reciclado y una parte de la corriente de oxidante pasen a la corriente de escape en respuesta a una o ambas de las siguientes entradas: una señal que indica un cambio en la demanda de energía eficaz para provocar un cambio operativo de una turbina que altera la generación de energía de la planta de producción de energía (véase la señal 101b en la FIG. 1); y una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU está dentro de un umbral definido de una temperatura máxima de funcionamiento de la HEU (véase la señal 101a en la FIG. 1). Las señales 102c y 102d de salida pueden así generarse para controlar el paso de fluido a través de la válvula 6 y la válvula 7, respectivamente. Aunque las señales 101a y 101b se muestran como realizaciones de ejemplo, se entiende que pueden recibirse señales similares de una variedad de componentes de los presentes sistemas. Por ejemplo, el controlador puede recibir señales de entrada de cualquiera de la bomba 20, la bomba 40, el compresor 30, el compresor 31, un IG 32, el separador 35, el compresor 14 y cualquiera de las líneas descritas en el presente documento. Como tal, las señales pueden relacionar información dirigida a una presión en un punto determinado del sistema, un caudal en un punto determinado del sistema, una temperatura en un punto determinado del sistema, una concentración molar de un compuesto en un punto determinado del sistema o cualquier parámetro similar que pueda ser útil para implementar una función de control como se describe de otro modo en el presente documento. Por ejemplo, señales de entrada adecuadas pueden incluir una o más de las siguientes: una señal de demanda de energía; una señal de salida del gasificador (por ejemplo, que indica que el flujo de gas de síntesis supera una cantidad umbral definida); una señal de demanda de hidrógeno (por ejemplo, que indica que el flujo de hidrógeno supera una cantidad umbral definida); una señal de química del gas de síntesis del gasificador (por ejemplo, que puede ser indicativa de que la fracción molar estimada o real de uno o más componentes del gas de síntesis producido supera un umbral definido); una señal que define una química de gas de síntesis para la corriente de gas de síntesis que se envía al ciclo de energía (la corriente mixta de la derivación y la corriente de gas de síntesis de hidrógeno reducido); una señal de modificación de materia prima; una señal de funcionamiento de ASU; una señal de disponibilidad de nitrógeno; una señal de índice de Wobbe de combustible mixto; y similares. Asimismo, las señales de salida pueden dirigirse para el control de uno o más de los componentes del sistema ejemplificados anteriormente con el fin de implementar una función de control como se describe de otro modo en el presente documento.

En realizaciones en donde puede ser deseable operar la turbina 10 para tener una salida máxima (por ejemplo, operando a plena carga), entonces la línea 1 de derivación de intercambiador de calor puede usarse para limitar la tasa de cambio de temperatura en el intercambiador 50 de calor junto con los caudales máximos de la bomba 20 y/o la bomba 40 que se proporcionan casi instantáneamente a través del intercambiador 50 de calor con un uso mínimo de las líneas (29a, 39a) de recirculación.

En una o más realizaciones, un ciclo de energía puede funcionar para utilizar uno o más sistemas de recompresión, y dichos sistemas pueden controlarse asimismo para gestionar el flujo a través del ciclo de recompresión para lograr una gestión de temperatura intermedia en el intercambiador 50 de calor. Los sistemas de recompresión no solo presurizan el fluido de reciclado, sino que también proporcionan calor de bajo grado al intercambiador de calor recuperativo principal del ciclo de energía (por ejemplo, el intercambiador 50 de calor) como un medio de optimización de la temperatura de reciclado. La FIG. 3 representa un ciclo de sCO₂ encendido directamente con un sistema de recompresión que se origina desde dentro del intercambiador 50 de calor. El compresor 31 de recirculación puede configurarse así para extraer una parte de una corriente de escape de turbina calentada que pasa a través de la HEU 50, comprimir la parte de la corriente de escape de turbina calentada que se extrae y recombinar la parte de la corriente de escape de turbina del calentador que se comprime en una sección aguas abajo de la HEU. Como se ilustra, la parte de la corriente de escape de turbina se retira entre la sección 50a de HEU y la sección 50b de HEU y se recombina en la sección 50b de HEU.

Como se ha descrito anteriormente, una reducción en la demanda de energía de un sistema de este tipo generará una temperatura media más alta en el intercambiador de calor. Esto afecta al compresor 31 en la línea 3 de recompresión al aumentar su temperatura de succión (y, por lo tanto, también su temperatura de salida) ya que se mantiene una presión de salida constante. También se espera que el consumo de energía del compresor 31 aumente en dichas realizaciones. En algunas realizaciones, esta tendencia se puede revertir de manera efectiva reduciendo activamente el caudal a través del compresor 31 mientras se mantiene una temperatura de salida sustancialmente constante para la corriente de escape en la línea 3. Un controlador para el compresor 31 puede monitorear activamente uno o más puntos de control en la línea 3 para asegurar que la corriente en la línea 3 no exceda una temperatura deseada optimizada al proporcionar retroalimentación a la ubicación del álabe 32 guía de entrada (IGV) del compresor 31. De esta manera, la función de control puede comprender cerrar un álabe 32 guía de entrada (IGV) del compresor 31 de recirculación en respuesta a una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU está dentro de un umbral definido de una temperatura máxima de funcionamiento de la HEU (véase, por ejemplo, la señal 101a en la FIG. 1). Dicha señal de salida se muestra en la FIG. 3 como la señal 102e.

En el control tradicional, los IGV se utilizan para limitar el consumo de energía manteniendo al mismo tiempo un margen seguro para las sobrecargas. Los IGV se pueden utilizar para controlar la presión de descarga a través de varios controladores. Sin embargo, en ciertas situaciones, los IGV se pueden colocar en control manual y abrirse a la fuerza para aumentar el flujo en las líneas de reciclado. En tal caso, el inventario del sistema aumentará. Esto se puede hacer para anticiparse a un cambio en la carga o para encender la bomba aguas abajo. En relación más específica con la optimización de la temperatura como se describe actualmente, a medida que se acerca la temperatura optimizada, los IGV del compresor 31 se pueden cerrar para disminuir el flujo de escape a través de la unidad. La reducción del flujo y la posterior adición de calor de bajo grado al intercambiador 50 de calor pueden crear un efecto en cascada donde la temperatura promedio del intercambiador de calor se reducirá. Finalmente, la retroalimentación de la reducción del flujo y la reducción de la temperatura de succión en el compresor 31 convergerá en un modo de operación donde se satisface el requisito en el punto de control. Esto también conducirá al menor consumo de energía en el compresor 31 requerido para maximizar el nivel de temperatura de reciclado que puede obtenerse con el intercambiador 50 de calor. Cuando los IGV del compresor 31 se cierran, los IGV del compresor 30 pueden necesitar abrirse para permitirle presurizar una mayor cantidad de flujo. Alternativamente, si se produce una recuperación de calor en el intercambiador 60 de calor, entonces la temperatura de succión del compresor 31 puede caer y también puede caer el punto de control de temperatura en la línea 3. Esto en realidad obligaría a los IGV del compresor 31 a abrirse para generar más calor. Por el contrario, los IGV del compresor 30 necesitarían cerrarse para tener en cuenta el aumento de flujo en el compresor 31. En todos los escenarios, los IGV pueden sustituirse por líneas de recirculación y enfriadores.

En otras realizaciones, se puede llevar a cabo otra manera de proporcionar calor a la red 50 de intercambiadores de calor, como se ilustra en la FIG. 4. En particular, se puede proporcionar una fuente de calor adicional (calentador 90) a una temperatura intermedia en el intercambiador 50 de calor. El calentador 90 puede funcionar proporcionando calor de forma directa o indirecta. La fuente de calor también puede variar, por ejemplo, puede proceder de electricidad, energía solar, nuclear o de recursos de combustión de combustible. El calentador 90 también puede estar ubicado en cualquiera de las corrientes dentro de la red 50 de intercambiadores de calor. En una realización, el calentador 90 es un quemador de conducto alimentado con oxígeno en el flujo de escape de la turbina 10. Las emisiones de combustible quemado se mezclan libremente con el flujo de escape de la turbina y contribuyen a un aumento de temperatura. Esta adición de energía térmica puede servir para varios propósitos. Por ejemplo, como se ilustra, el calentador 90 está ubicado aguas abajo de la línea 1 de derivación, las líneas 29a y 39a de recirculación y la línea 3 de recompresión, todas descritas anteriormente. En esta situación, la planta puede precalentarse esencialmente mientras que el equilibrio del ciclo alrededor de la turbina 10 funciona de una manera sustancialmente de circuito cerrado. Las líneas de derivación asociadas con la válvula 6 y/o la válvula 7 pueden desviar parte o la totalidad de sus flujos de origen. Los caudales de diseño pueden configurarse para acomodar la protección contra exceso de velocidad de la turbina 10 en caso de un escenario de desconexión. En otras realizaciones, el calentador 90 puede usarse para proporcionar energía térmica adicional para el intercambiador 60 de calor en la medida en que el perfil de temperatura de la red 50 de intercambiadores de calor se vea mínimamente afectado. En tales realizaciones, la línea 1 puede reconfigurarse para ramificarse desde la línea 18 de flujo de escape de turbina aguas abajo del calentador 90 dentro de la red 50 de intercambiadores de calor. En otra realización más, el calor proporcionado desde el calentador 90 puede usarse para estimular el cierre de los IGV en el compresor 31. Sin un cambio de salida de energía en la turbina 10 o un cambio en el perfil del intercambiador de calor del intercambiador 50 de calor, se esperará que la salida de energía neta de la planta aumente debido a la presurización del fluido de trabajo de reciclado que se desvía preferiblemente al compresor 30, que normalmente está configurado para tener una eficiencia operativa relativamente mayor.

Además de la temperatura de escape de turbina que afecta el perfil del intercambiador 50 de calor, las temperaturas de las corrientes que entran al intercambiador 50 de calor a través de las líneas 29 y/o 39 también afectarán el perfil del intercambiador de calor, ya que sirve como sumidero de energía de baja temperatura. En las realizaciones en donde el intercambiador 50 de calor se está optimizando para una salida de energía

completa, se asume que el fluido de reciclado tiene una temperatura cuando sale de la bomba 20 y entra en el intercambiador 50 de calor. Cuando el ciclo experimenta una reducción en la salida de energía, la temperatura del fluido de reciclado que entra en el intercambiador 50 de calor disminuirá dada la reducción en el trabajo requerido en la bomba 20 para una presión más baja. Esto tiene el impacto de disminuir la temperatura promedio del intercambiador de calor. Si bien tal efecto puede no promover la superación de los límites de diseño de los puntos de control de temperatura intermedios del intercambiador 50 de calor, sí aumenta el ciclo térmico a medida que varía la salida de energía de turbina. Este fenómeno se puede reducir aumentando el trabajo realizado en la bomba 20 para mantener una temperatura de salida casi constante. Un punto de control de temperatura en la corriente de CO₂ de reciclado en la línea 39 en la salida de la bomba 20 se puede utilizar para proporcionar retroalimentación a un controlador que trabaja en asociación con la bomba 20. El controlador se puede utilizar para desviar la presión de punto de ajuste en la salida del compresor 30. Si la demanda de carga en la turbina disminuye o la temperatura de enfriamiento en el intercambiador 80 de calor disminuye, entonces la presión de punto de ajuste en el compresor 30 también se reduciría (y las operaciones inversas también se producirían). Si bien es deseable mantener una temperatura de salida casi constante en la bomba 20, esto puede no ser factible en todos los escenarios. Preferiblemente, no se permite que la presión de succión de la bomba 20 caiga por debajo de una curva de correlación de temperatura-presión relacionada con el fluido de trabajo. La curva representa las temperaturas y presiones coincidentes requeridas en el intercambiador 80 de calor que dan como resultado un fluido de trabajo monofásico que cumple con una gravedad específica mínima compatible para su uso en la bomba 20. Si no fuera posible una reducción adicional en la presión de salida del compresor 30, entonces se puede reducir el trabajo de enfriamiento en el intercambiador 80 de calor hasta que se alcance la temperatura de punto de ajuste deseada en la salida de la bomba 20. La variación en el trabajo de enfriamiento puede promover un equilibrio iterativo del trabajo de enfriamiento y la presión de salida del compresor 30 hasta que se cumplan los requisitos mínimos de la curva de correlación temperatura-presión. Cabe señalar que el esquema mencionado anteriormente es compatible con cualquier número de compresores y bombas en serie. Además, los cambios en la temperatura del agua de enfriamiento pueden proporcionar un efecto comparable a los cambios de carga y se pueden tratar de manera similar.

Además de los esquemas de control de temperatura anteriores, la temperatura del intercambiador 50 de calor también se puede ajustar cuando la bomba 20 y/o la bomba 40 están apagadas. Esto se puede lograr, por ejemplo, a través de la modulación del agua de enfriamiento a través del enfriador 80 y/o el enfriador 70 o los interenfriadores dentro del compresor 30 (por ejemplo, cuando el compresor 80 está configurado como un compresor de múltiples etapas con interenfriamiento). Puede ser deseable proporcionar un exceso de calor de bajo grado al extremo frío del intercambiador 50 de calor para proporcionar la misma regulación de temperatura que se describió anteriormente. Además, la regulación de temperatura de dichos intercambiadores de calor también se puede utilizar para influir en las temperaturas de entrada de la bomba 20 y/o la bomba 40 aguas abajo en la medida en que el trabajo que proporcionan genere condiciones de descarga capaces de proporcionar también trabajo de intercambiador de calor recuperativo principal. Esto se puede hacer como una alternativa a la reducción de la presión de entrada que factiblemente puede generar condiciones comparables. La presión de entrada de las distintas bombas se puede mantener a una presión constante, mientras tanto la temperatura se puede ajustar para proporcionar la temperatura de salida adecuada necesaria para equilibrar los intercambiadores de calor dada la presión de salida correspondiente.

Los diversos esquemas de control de temperatura descritos en el presente documento se pueden utilizar de forma independiente o en cualquier combinación con uno o más de los esquemas de control adicionales descritos en el presente documento. Si se utilizan varios esquemas de control de temperatura simultáneamente, sus actividades se pueden priorizar de la manera descrita en el presente documento. En particular, se puede preferir que el caudal a través de la derivación de escape de turbina a través de la línea 1 se minimice en todos los niveles de salida de energía de turbina. Esto se debe a que la energía térmica contenida en el flujo que se mueve a través de la línea 1 de derivación se puede derivar de la fuente de calor que impulsa el ciclo de energía. La preservación de una cantidad máxima de transferencia de calor entre el escape de turbina y el fluido de reciclado facilita la máxima eficiencia del ciclo de energía. Alternativamente, el uso del calentador 90 puede anular este efecto y permitir que la recuperación de calor en el intercambiador 60 de calor simplemente comparta el equilibrio de los recursos de la planta con el ciclo de energía. A partir de entonces, la temperatura de salida de la bomba 20 se puede controlar a su valor óptimo. Por último, el caudal a través del sistema de recompresión (por ejemplo, la línea 3 y el compresor 31) se puede minimizar o maximizar en la medida en que la temperatura en el punto de control de la línea 3 se acerque a su valor óptimo deseado.

En otras realizaciones, la gestión del calor se puede proporcionar a través de una o más funciones de control relacionadas con la disposición de turbina del ciclo de energía. Como se puede ver en la FIG. 5, múltiples turbinas o secciones de turbina que funcionan en serie se pueden configurar para tener una o más fuentes de calor intermedias además de la cámara 15 de combustión principal. En la FIG. 5, se ilustran dos turbinas 10a y 10b con una fuente 90 de calor intermedia, pero se pueden utilizar dos o más, tres o más, o incluso más turbinas o secciones de turbina junto con una o más, dos o más, o incluso más fuentes de calor intermedias. Específicamente, como se ilustra, el escape de la cámara de combustión en la línea 16 pasa a la primera turbina 10a para alimentar el generador 17a y proporcionar un primer escape de turbina en la línea 18a, que pasa a través del calentador 90 intermedio. La corriente calentada que sale del calentador 90 intermedio en la

línea 18b pasa a la segunda turbina 10b (o última turbina) para alimentar el generador 17b y proporcionar un segundo escape de turbina (o última turbina) en la línea 18c, que pasa al intercambiador 50 de calor, como se describe de otra manera en el presente documento.

El calor proporcionado en el calentador 90 intermedio puede derivarse de cualquier fuente (por ejemplo, vapor, energía solar, combustión). En ciertas realizaciones, como se muestra en la FIG. 5, el calentador 90 puede ser un calentador de combustión. Por lo tanto, el combustible de la fuente 12 de combustible puede proporcionarse al calentador 90 a través de la línea 130, y el oxidante de la fuente 25 de oxidante puede proporcionarse al calentador 90 a través de la línea 220.

Al igual que con la lógica de control principal descrita en el presente documento, el control de flujo en la bomba 20 se puede utilizar para controlar la temperatura de entrada al intercambiador 50 de calor durante condiciones de estado sustancialmente estable y transitorias. Los cambios en la salida de carga en el conjunto de turbinas (por ejemplo, dejando cualquier turbina presente en el conjunto o, más específicamente, dejando la última turbina en el conjunto) se pueden lograr desviando más o menos flujo desde la cámara 10 de combustión al calentador 90 intermedio. La válvula 8 presente en la línea 37 se puede utilizar para mantener una presión de salida constante desde la turbina 10b, y el movimiento de combustible entre la cámara 15 de combustión y el calentador 90 intermedio puede cambiar las temperaturas de entrada resultantes de las unidades respectivas y, por lo tanto, también cambiar las presiones de las corrientes que entran en la turbina 10a y la turbina 10b. Posteriormente, el trabajo relativo realizado respectivamente por la turbina 10a y la turbina 10b también puede cambiar para una entrada de combustible del sistema dada. Las condiciones exactas de funcionamiento de la turbina 10a y la turbina 10b pueden tener un impacto material en la eficiencia de las unidades. En una configuración de sistema de este tipo, un flujo de combustible fijo puede dar lugar a diversas permutaciones de la energía de salida neta debido al cambio de las características operativas de los expansores dadas sus curvas de rendimiento inherentes. Asociado con este efecto también estará el hecho de que el caudal general del sistema proporcionado por la bomba 20 puede variarse según el mantenimiento de una temperatura constante en el intercambiador 50 de calor. Si bien el flujo de combustible al ciclo de energía puede mantenerse constante, cuando se desea una reducción de la energía de salida, el caudal de escape a través del intercambiador 50 de calor puede manipularse artificialmente para continuar la extracción de calor en el calentador 60.

Como se desprende de las FIGS. 1 a 5, la presente divulgación puede referirse no sólo a métodos para controlar plantas de producción de energía sino también a configuraciones de las propias plantas de producción de energía. Una planta de producción de energía puede incluir cualquier combinación de los componentes descritos en relación con las figuras indicadas o como se describe de otro modo en el presente documento. Por ejemplo, una planta de producción de energía puede comprender al menos una turbina 10, un generador 17 de energía, una unidad 50 de intercambio de calor (HEU), uno o más compresores 30 o bombas 20, y una unidad 100 de control. Además, la HEU 50 puede configurarse particularmente para el intercambio de calor entre una pluralidad de corrientes que pasan entre un primer extremo 50' de HEU que tiene una primera temperatura operativa y un segundo extremo 50'' de HEU que tiene una segunda temperatura operativa más baja. Las corrientes pueden incluir, por ejemplo, una corriente 18 de escape de turbina, una corriente 39 de reciclado (que puede comprender dióxido de carbono sustancialmente puro), y una corriente 29 de oxidante (que puede comprender oxígeno sustancialmente puro, puede comprender aire, o puede comprender una mezcla de oxígeno y dióxido de carbono).

Además, la HEU puede incluir uno o más componentes configurados para agregar flujo másico o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes en un punto que está colocado entre el primer extremo 50' de HEU y el segundo extremo 50'' de HEU de manera que una parte de un fluido que pasa a través de una o más de la pluralidad de corrientes se desvía del paso a través de una sección restante de la HEU. Por ejemplo, haciendo referencia a la FIG. 1, una parte de la corriente 18 de escape de turbina se desvía a través de la línea 1 de derivación y, por lo tanto, se desvía del paso a través de la sección 50b de HEU. Además de lo anterior, la unidad de control puede configurarse para recibir una señal 101 que define una condición operativa de la planta de producción de energía y, en base a ello, emitir una señal 102 efectiva para controlar uno o más componentes configurados para agregar flujo o retirar flujo de (por ejemplo, flujo másico o flujo volumétrico) una o más de la pluralidad de corrientes. En algunas realizaciones, la HEU 50 puede configurarse para el intercambio de calor entre al menos una corriente de escape de turbina que sale una turbina y una o ambas de una corriente de reciclado y una corriente de oxidante. Además, el uno o más componentes configurados para añadir flujo a o retirar flujo de una o más de la pluralidad de corrientes pueden incluir una línea 1 de derivación y una válvula 5 de derivación configuradas para desviar una parte de la corriente de escape de turbina alrededor de una sección de la HEU. En tales configuraciones, la planta también puede incluir un intercambiador 60 de calor de derivación operativo con la línea 1 de derivación y configurado para transferir calor desde la parte de la corriente de escape de turbina desviada a su través a una o más corrientes 2 adicionales.

En algunas realizaciones, el uno o más componentes configurados para agregar flujo a o retirar flujo de una o más de la pluralidad de corrientes pueden incluir una línea 39a de recirculación y una válvula 6 de recirculación interpuesta entre la corriente 18 de escape de turbina y la corriente 39 de reciclado. De manera similar, el uno o más componentes configurados para agregar flujo a o retirar flujo de una o más de la pluralidad de corrientes

pueden incluir una línea 29a de recirculación y una válvula 7 de recirculación interpuesta entre la corriente 18 de escape de turbina y la corriente 29 de oxidante.

En otras realizaciones, la planta de producción de energía puede incluir un calentador 90 que está configurado para funcionar independientemente de la HEU 50. Tal funcionamiento independiente puede significar simplemente que el calor proporcionado por el calentador 90 proviene de una fuente distinta a cualquier corriente calentada que se utilice para proporcionar intercambio de calor en la HEU 50. Por ejemplo, el calentador 90 puede configurarse para la adición de calor a la corriente 18 de escape de turbina en un punto que está colocado entre el primer extremo 50' de HEU y el segundo extremo 50" de HEU. Como ya se señaló anteriormente, el calentador 90, por ejemplo, puede ser un calentador de combustión. Se pueden identificar configuraciones y componentes adicionales en función de los componentes adicionales que se ilustran en relación con la FIG. 1 a la FIG. 5 como ya se explicó anteriormente.

En algunas realizaciones, un control de ciclo de energía como el descrito en el presente documento se puede combinar con un terminal de regasificación de gas natural licuado (GNL). Véase, por ejemplo, la patente de EE. UU. n.º 9,523,312 de Allam *et al.* En dichos ejemplos, un caudal de combustible y su soplador asociado para la modulación de la temperatura se pueden modular para ajustarse a la demanda de regasificación además de a la demanda de energía.

En algunos ejemplos, los sistemas y métodos actuales pueden adaptarse o configurarse para ajustarse a situaciones en donde una turbina puede tener fugas a través de sus sellos. En tal caso, se puede añadir un compresor para recomprimir la fuga del sello y colocarla nuevamente en el ciclo entre la corriente y el compresor. En tales casos, el mismo compresor también se puede utilizar para el arranque para llenar el sistema desde un tanque o tubería externa. En tal caso, la descarga del compresor se puede controlar con un controlador para regular la baja presión del sistema. La succión del compresor se puede controlar para provocar una presión positiva o negativa en los sellos de estanqueidad de la turbina. El cambio de presión positiva a negativa puede cambiar durante el funcionamiento para ajustar la química a partir de la contaminación atmosférica.

Durante el funcionamiento en estado estable de un ciclo de combustión como el indicado anteriormente, los productos derivados de la combustión deben eliminarse continuamente del ciclo (por ejemplo, eliminación de CO₂ a través de la línea 37 y/o eliminación de agua a través de la línea 33) para mantener un equilibrio de masa con el combustible y el oxidante entrantes. El H₂O y el CO₂ resultantes deben drenarse y/o ventilarse; sin embargo, si el CO₂ en fase de vapor se va a utilizar en un proceso posterior, se puede descargar a una presión de hasta la presión de entrada de la turbina. Primero debe someterse a una etapa de deshidratación. Cualquier SO_x/NO_x residual se puede eliminar in situ (por ejemplo, en el separador 35). Luego, el CO₂ se puede comprimir y/o bombear a la presión deseada utilizando la turbomáquina de fluido de trabajo presente en el ciclo de producción de energía. Además, la corriente de CO₂ se puede someter a un proceso de limpieza mediante el cual se eliminan aún más contaminantes menores como O₂ y Ar. En este punto, la corriente se puede exportar para uso posterior.

Si es necesario que el CO₂ esté a una temperatura elevada antes de su uso en el proceso posterior, puede ser conveniente calentarlo contra el tren principal de intercambiadores de calor recuperativos en el ciclo de producción de energía en contracorriente con respecto a la ruta de flujo de escape de turbina. A medida que el flujo de exportación se calienta contra el conjunto de intercambiadores de calor, el CO₂ reciclado que entra en la turbina bajará de temperatura. Para evitar este cambio, se puede aumentar el caudal a través del compresor de gas caliente abriendo los álabes guía de entrada ("IGV") en la unidad. Esto servirá para proporcionar un aumento en el calor de bajo grado al tren de intercambiadores de calor. También reducirá el caudal total de CO₂ a través del compresor principal de CO₂. Esto obligará a los IGV de esta unidad a cerrarse para adaptarse a las nuevas condiciones. La salida de energía bruta total en la turbina no cambiará, dado que las condiciones de entrada seguirán siendo igual que antes. Tampoco habrá un cambio en la entrada de combustible a la instalación, dado que se ha mantenido la temperatura del CO₂ reciclado. En cambio, la energía neta de salida de la planta se reducirá, dado que el compresor de gas caliente funciona de manera menos eficiente como dispositivo de presurización que el compresor principal de CO₂. El efecto básico es que el combustible se ha convertido en electricidad para luego exportarse como energía térmica en la corriente de CO₂ descargada. Todas las actividades de combustión y presurización están inherentemente gestionadas por las capacidades de control y equipamiento del ciclo de energía. La calidad y cantidad de calor para el proceso posterior puede variar según la cantidad de CO₂ de exportación calentado por el tren de intercambiadores de calor recuperativos, así como el caudal total de CO₂ procesado por el compresor de gas caliente.

En algunos ejemplos, los sistemas y métodos descritos en el presente documento permiten que el compresor de gas caliente en el ciclo de producción de energía proporcione calor de grado bajo para la optimización del intercambiador de calor recuperativo, al mismo tiempo que sirve como fuente de calor para procesos industriales externos que utilizan el CO₂ de exportación del ciclo como materia prima y/o fluido de transferencia de calor. El compresor de gas caliente se gestiona de tal manera que las condiciones de entrada a la turbina (y, por lo tanto, el rendimiento bruto) no cambian mientras se proporciona calor a un proceso industrial posterior. Por lo tanto, no se produce un ciclo térmico de la turbina. Sin embargo, la salida de energía neta del ciclo de

producción de energía se reduce dado que el calor generado para el proceso industrial externo aumenta la carga parásita del compresor de gas caliente (es decir, convierte eficazmente la electricidad nuevamente en energía térmica). Esto tiene el impacto de variar el CO₂ generado por MWhr producido para el ciclo de producción de energía (permite flexibilidad para abordar las disparidades en la demanda de CO₂ frente a la demanda de energía). El beneficio para un proceso industrial posterior es que se elimina la necesidad de generación de calor dedicada (por ejemplo, quemadores de gas natural, etc.) y equipo de recuperación de calor (calderas de vapor, intercambiadores de tubos y carcasas, bombas de agua de alimentación, etc.). Además, el proceso posterior puede operar sin un perfil de emisiones ya que la generación de energía térmica a través de la combustión se ha producido en la turbina del ciclo de producción de energía. Además, a diferencia de otros procesos químicos, el CO₂ generado en el ciclo de producción de energía se purifica por su combustión y procesos DeSNOx aguas abajo sin ningún equipo ni disolventes adicionales. Cualquier combustible gaseoso residual, como CH₄, CO, H₂, C₂H₆, se elimina del CO₂ por combustión, y cualquier vapor, NO_x y/o SO_x se eliminan en un enfriador de contacto directo aguas abajo.

Las funciones de control disponibles según la presente divulgación pueden permitir que los sistemas y métodos de producción de energía descritos actualmente se utilicen para producir una variedad de productos finales además de energía. Los procesos de generación, compresión y calentamiento de CO₂ pueden estar completamente contenidos dentro del ciclo de producción de energía y, por lo tanto, es posible aprovechar el equipo que ya es necesario para el ciclo de energía incluso si no existiera el proceso industrial posterior. La combustión de gas natural para la entrada térmica en un proceso posterior puede aprovechar los precios de energía fuera de horas punta. Esto puede permitir que el ciclo de producción de energía funcione como una planta de trigeneración que proporcione energía, CO₂ y calor.

En algunos ejemplos, la síntesis de urea puede combinarse particularmente con el ciclo de producción de energía, y esto puede requerir una fuente de amoníaco. El amoníaco necesario (NH₃) puede ser un coproducto del ciclo de producción de energía subyacente, o puede comprarse como un producto básico (por ejemplo, de plantas de amoníaco externas). En ejemplos en donde el NH₃ se compra como un producto básico, se puede llevar a cabo un ciclo de producción de energía según la presente divulgación que exporta CO₂ para la síntesis de urea para proporcionar un método para la coproducción de energía y urea. Específicamente, el CO₂ se puede formar en el proceso de combustión como se describe de otra manera en el presente documento (por ejemplo, tomado como un producto de la línea 37, tomado a una temperatura aumentada desde algún punto en la línea 39, o tomado a una presión más baja aguas arriba de la bomba 20). De manera beneficiosa, el calor de combustión de alto grado se puede recuperar del escape de la cámara de combustión o de una corriente de escape de turbina (por ejemplo, en un punto desde el intercambiador 50 de calor) mediante el calentamiento a contracorriente del CO₂ reciclado frío a la temperatura de entrada de combustión requerida. Esto puede ser específicamente la corriente presurizada que sale de la bomba 20. El IGV 32 del compresor (por ejemplo, el compresor 31) se puede abrir para aumentar el caudal de CO₂ en la entrada del compresor, aumentando así el calor de bajo grado (por ejemplo, a aproximadamente una temperatura de 150 a 300 °C) generado a partir del compresor para el proceso de síntesis de urea aguas abajo. El caudal de CO₂ en la entrada del compresor puede estar dictado por la cantidad de calor de bajo grado adicional requerido para la síntesis de urea aguas abajo. Mientras tanto, el IGV del compresor 30 principal se puede cerrar para ajustar el CO₂ que entra en el mismo correspondientemente. El CO₂ total en la salida del intercambiador 50 de calor principal se puede enviar al separador 35 para la eliminación de agua líquida y la eliminación de SO_x/NO_x (si los hubiera). El CO₂ se puede comprimir y bombear a la presión requerida (por ejemplo, en el compresor 30 y la bomba 20), y una parte del CO₂ se puede separar de la corriente principal de CO₂ a una presión de aproximadamente 140-175 bar. El CO₂ separado se puede dirigir al intercambiador 50 de calor principal para calentarlo a aproximadamente 190 °C, luego esta parte de CO₂ a aproximadamente 140-175 bar y aproximadamente 190 °C se puede enviar a la unidad de producción de urea aguas abajo. La temperatura, presión y caudal finales de esta parte del CO₂ se pueden dictar por el proceso de síntesis de urea. El calor de bajo grado que puede ser necesario se puede generar a partir del compresor 31 o una unidad similar. Cualquier CO₂ restante requerido se puede bombear a la presión de entrada de combustión, calentar a la temperatura de entrada de combustión contra la corriente de escape de turbina en el intercambiador 50 de calor principal y dirigir a la cámara 15 de combustión. El perfil del intercambiador de calor principal se mantiene mediante este enfoque.

En otros ejemplos, se puede llevar a cabo un ciclo de producción de energía según la presente divulgación que exporta CO₂ para la síntesis de urea utilizando amoníaco que se cogenera en el ciclo de producción de energía. En tales ejemplos, una materia prima adecuada se puede procesar en una unidad de producción de gas de síntesis adecuada (por ejemplo, mediante su envío a un gasificador o una unidad de reformado de metano con vapor ("SMR")) para crear gas de síntesis crudo. El gas de síntesis crudo se puede procesar a través de una unidad de separación adecuada (por ejemplo, una unidad de separación de membrana) en donde el hidrógeno se puede separar del gas de síntesis crudo para la síntesis de amoníaco. El gas de síntesis pobre en hidrógeno se puede enviar a la cámara de combustión y la turbina del ciclo de producción de energía para la generación de energía como se describe en el presente documento, y el hidrógeno (o una parte del mismo) se puede enviar a una unidad de síntesis de amoníaco. El escape de turbina (corriente de CO₂) se puede dirigir al intercambiador de calor principal para una recuperación de calor de alto grado. Una parte del CO₂ se puede dirigir al compresor para la generación de calor de bajo grado para la síntesis de urea. La corriente total de CO₂ que sale del

intercambiador de calor se puede dirigir a una unidad DeSNOx para la eliminación de SOx/NOx. En esta unidad, que se puede utilizar como reemplazo o además del separador 35, todos los compuestos de azufre en la materia prima se eliminan de la corriente de CO₂. Por lo tanto, se elimina un sistema de eliminación de gas ácido o un sistema de desulfuración de gases de combustión para este sistema de poligeneración. El CO₂ que sale de la unidad DeSNOx está a temperatura ambiente y aproximadamente 30 bar, y está libre de agua líquida y SOx/NOx. El nitrógeno de una unidad de separación de aire (que puede ser una parte integral del ciclo de producción de energía) y el hidrógeno del separador de membrana se envían a una unidad de síntesis de amoníaco. La condición de funcionamiento de la síntesis de amoníaco puede ser a una presión de aproximadamente 200-250 bar y una temperatura de aproximadamente 400 a 500 °C. La fuente de calor del proceso de síntesis de amoníaco puede derivar del escape de turbina, compresión de gas caliente u otra fuente de calor en el sistema. El amoníaco producido a partir de la unidad de síntesis de amoníaco se puede vender como un producto químico o se puede enviar a una unidad de síntesis de urea junto con CO₂ limpio del proceso DeSNOx para producir urea. La producción de uno o ambos de amoníaco y urea puede ser como se ilustra en la FIG. 6.

En otros ejemplos, el ciclo de energía descrito en el presente documento se puede combinar con procesos como la retorta de kerógeno. En la actualidad, el kerógeno se retorta recogiendo material de mina abierta y colocándolo en un horno. Los procesos según la presente divulgación pueden evitar por completo la minería y pueden proporcionar opciones para la recolección y el uso de reservas profundas que actualmente no se pueden utilizar. En un ejemplo, se puede inyectar CO₂ presurizado y calentado (por ejemplo, calentando a una temperatura de aproximadamente 50 a 150 °C para la producción de petróleo o a una temperatura de aproximadamente 150 a 200 °C para la producción de gas) en una reserva de kerógeno por debajo del nivel del suelo que contiene betún. El CO₂ calentado migra a través de la estructura de roca sedimentaria formando el betún, lo que da como resultado la formación de hidrocarburos más ligeros, ya sea en forma de petróleo y/o gas. La presión del CO₂ obliga a los hidrocarburos más ligeros a salir a la superficie para su recogida.

En otros ejemplos, el ciclo de energía se puede utilizar en relación con la captura, utilización y almacenamiento de carbono en un acuífero salino. Por ejemplo, se puede suministrar CO₂ presurizado (por ejemplo, de la línea 37) a un sitio de almacenamiento salino a la presión de depósito requerida. Antes de inyectarse por debajo de grado, la corriente se puede precalentar a una temperatura por encima del punto de rocío del agua del depósito a través de los sistemas y métodos descritos en el presente documento utilizando un ciclo de producción de energía. Al entrar en contacto con el acuífero salino, una parte del contenido líquido se vaporiza. Una mezcla de vapor (agua desalinizada) y una parte del flujo de CO₂ inyectado a través de un pozo de alivio adyacente, lo que permite la recolección de agua y la reutilización de CO₂ en la superficie. Además de realizar la desalinización, se ha despresurizado el depósito, lo que permite un mayor almacenamiento de CO₂.

En algunos ejemplos como los descritos en el presente documento, una corriente de CO₂ puede ser tratada para la eliminación de oxígeno para mejorar la capacidad de utilizar el CO₂ en la recuperación de hidrocarburos. En realizaciones de ejemplo, los IGV de uno o más compresores de gas caliente pueden abrirse de manera que se proporcione un aumento en el flujo para calentar una corriente de CO₂ equivalente al flujo de exportación de la planta hasta una temperatura de aproximadamente 250 °C (que puede ser mayor en algunas realizaciones dependiendo del diseño del compresor). El flujo de exportación de la planta puede proporcionarse a una presión deseada a través del intercambiador 50 de calor principal y calentarse contra el flujo del compresor o puede derivarse directamente del compresor en su descarga. La corriente de exportación de CO₂ calentada puede entonces suministrarse a un mezclador donde se introduce metano, gas natural o H₂. La corriente mixta calentada puede entonces procesarse a través de una cámara de combustión catalítica donde la energía térmica cataliza la oxidación del contenido de combustible con el contenido de O₂ residual en el CO₂. La corriente resultante no incluye sustancialmente O₂ y contiene un mayor contenido de combustible residual, contenido de CO₂ y/o contenido de H₂O. La corriente puede entonces enfriarse y eliminarse todo o parte del contenido de agua. Como se puede ver a partir de lo anterior, la presente divulgación puede proporcionar particularmente sistemas y métodos para la cogeneración de energía y uno o más productos finales. En un ejemplo con referencia específicamente a la FIG. 6, el sistema puede comprender: una unidad de producción de energía que incluye al menos una cámara de combustión, una turbina, un intercambiador de calor y una unidad de separación, estando configurada la unidad de producción de energía para recibir una corriente de combustible y un oxidante y generar energía y dióxido de carbono sustancialmente puro; una unidad de producción de gas de síntesis configurada para recibir una materia prima y proporcionar un producto de gas de síntesis, al menos una parte del cual es eficaz para su uso como al menos una parte de la corriente de combustible en la unidad de producción de energía; una unidad de separación de aire configurada para proporcionar oxígeno para su uso como oxidante en la unidad de producción de energía y configurada para proporcionar nitrógeno; y una o ambas de una unidad de síntesis de amoníaco y una unidad de síntesis de urea.

En ciertos ejemplos, la unidad de síntesis de amoníaco puede estar presente específicamente. En tales casos, puede ser deseable que la unidad de síntesis de amoníaco esté configurada para recibir nitrógeno de la unidad de separación de aire, configurada para recibir hidrógeno de una fuente de hidrógeno y configurada para generar amoníaco. En ejemplos relacionados, la fuente de hidrógeno puede ser una unidad de separación de hidrógeno configurada para recibir al menos una parte del producto de gas de síntesis de la unidad de

producción de gas de síntesis y proporcionar una corriente de hidrógeno y una corriente de gas de síntesis con hidrógeno reducido que sea eficaz para su uso como al menos una parte de la corriente de combustible en la unidad de producción de energía.

- 5 En algunos ejemplos, la unidad de síntesis de urea puede estar presente específicamente. En tales casos, puede ser deseable que la unidad de síntesis de urea esté configurada para recibir nitrógeno de una fuente de nitrógeno, configurada para recibir dióxido de carbono del ciclo de producción de energía y configurada para generar una corriente de urea. En ejemplos relacionados, la fuente de nitrógeno específicamente puede ser la unidad de
10 síntesis de amoníaco.

Como se ve además en la FIG. 6, los sistemas y métodos pueden incorporar el uso de una derivación y control opcionales que pueden permitir que una parte del gas de síntesis evite la separación de hidrógeno y proceda directamente al ciclo de energía. Esto permite una mayor libertad de operación y un desacoplamiento parcial
15 del gasificador, el ciclo de energía y la producción de hidrógeno. En uno o más ejemplos, la línea de derivación puede controlarse en función de una variedad de señales de entrada que pueden ser recibidas por el controlador (por ejemplo, el controlador 100 en las FIGS. 1-5). Por ejemplo, señales de entrada adecuadas pueden incluir una o más de las siguientes: una señal de demanda de energía; una señal de salida del gasificador (por ejemplo, que indica que el flujo de gas de síntesis excede una cantidad umbral definida); una
20 señal de demanda de hidrógeno (por ejemplo, que indica que el flujo de hidrógeno excede una cantidad umbral definida); una señal de química del gas de síntesis del gasificador (por ejemplo, que puede ser indicativa de que la fracción molar estimada o real de uno o más componentes del gas de síntesis producido excede un umbral definido); una señal que define una química de gas de síntesis para la corriente de gas de síntesis que se envía al ciclo de energía (la corriente mixta de la derivación y la corriente de gas de síntesis de hidrógeno
25 reducido); una señal de modificación de materia prima; una señal de funcionamiento de ASU; una señal de disponibilidad de nitrógeno; una señal de índice de Wobbe de combustible mixto; y similares. En función de una o más de estas señales de entrada, una o más de las unidades operativas definidas en la FIG. 6 pueden ajustarse operativamente para proporcionar el producto final deseado y/o la salida de energía deseada. Asimismo, dichas señales pueden utilizarse para modificar la eficiencia del proceso para una o más de las
30 unidades individuales (por ejemplo, producción de energía, producción de gas de síntesis, producción de hidrógeno, producción de amoníaco, producción de producto de aire y producción de urea). Asimismo, dichas señales pueden utilizarse para ajustar una salida económica total de la instalación.

Aunque en el presente documento se emplean términos específicos, se utilizan únicamente en un sentido genérico y descriptivo y no con fines limitativos. El uso de las palabras "aproximadamente" y "sustancialmente" en el presente documento puede indicar grados relativos, de modo que un valor que es "aproximadamente" un valor determinado o "sustancialmente" un valor determinado puede ser específicamente la cantidad exacta +/- 5 %, +/- 4 %, +/- 3 %, +/- 2 % o +/- 1 %.

REIVINDICACIONES

1. Un método para el control de una planta de producción de energía, comprendiendo el método:

- 5 ajustar un perfil térmico de una unidad (50) de intercambio de calor (HEU) que opera con una pluralidad de corrientes que pasan entre un primer extremo (50') de HEU que tiene una primera temperatura operativa y un segundo extremo (50'') de HEU que tiene una segunda temperatura operativa más baja;

10 en el que dicho ajuste comprende implementar una función de control que altera un flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes que pasan entre el primer extremo (50') de HEU y el segundo extremo (50'') de HEU añadiendo flujo másico o retirando flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes en un rango de temperatura intermedio dentro de la HEU (50) en un punto que está colocado entre el primer extremo (50') de HEU y el segundo extremo (50'') de HEU;

15 caracterizado por que

 dicho ajuste comprende uno o ambos de los siguientes:

20 hacer que una parte de una corriente de reciclado que se calienta en la HEU (50) pase a una corriente de escape que se enfría en la HEU (50) de manera que dicho ajuste sea efectivo para aumentar el flujo másico de la corriente de escape que pasa a través de una sección de la HEU (50);

 hacer que una parte de una corriente de oxidante que se calienta en la HEU (50) pase a una corriente de escape que se enfría en la HEU (50) de manera que dicho ajuste sea efectivo para aumentar el flujo
25 másico de la corriente de escape que pasa a través de una sección de la HEU (50).

2. El método según la reivindicación 1, en el que dicho ajuste comprende hacer que una parte de una corriente calentada que pasa a través de la HEU (50) se desvíe de una sección de la HEU (50) a través de una línea (1) de derivación de manera que dicho ajuste es eficaz para reducir el flujo másico de la corriente calentada que
30 pasa a través de la sección de la HEU (50) que se desvía.

3. El método según la reivindicación 2, en el que la corriente calentada que pasa a través de la HEU (50) es una corriente de escape de turbina calentada procedente de una turbina (10), pasando la corriente de escape de turbina calentada desde el primer extremo (50') de HEU al segundo extremo (50'') de HEU para proporcionar
35 una corriente de escape de turbina enfriada, y en el que la corriente de escape de turbina enfriada se procesa adicionalmente a través de uno o más de un separador (35), un compresor (30) y una bomba (20).

4. El método según la reivindicación 3, en el que la función de control comprende hacer que la parte de la corriente calentada que pasa a través de la HEU (50) evite la sección de la HEU (50) a través de la línea (1) de derivación en respuesta a una o ambas de las siguientes señales recibidas por un controlador (100):
40 una señal que indica un cambio en la demanda de energía eficaz para provocar un cambio operacional de la turbina (10) alterando la generación de energía de la planta de producción de energía;

45 una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU (50) está dentro de un umbral definido de una temperatura máxima de funcionamiento de la HEU (50).

5. El método según la reivindicación 4, en el que la función de control comprende abrir una válvula (5) situada en la línea (1) de derivación; o en el que la parte de la corriente calentada que pasa a través de la línea (1) de derivación se vuelve a unir con la corriente de escape de turbina enfriada aguas abajo del segundo extremo (50'') de HEU y aguas arriba de uno o más del separador (35), el compresor (30) y la bomba (20).
50

6. El método según la reivindicación 2, que comprende además hacer que la parte de la corriente calentada que pasa a través de la línea (1) de derivación se procese a través de un intercambiador (60) de calor de derivación eficaz para transferir calor desde la parte de la corriente calentada en la línea (1) de derivación a una o más corrientes adicionales.
55

7. El método según la reivindicación 1, en el que la función de control comprende hacer que la parte respectiva de la corriente de reciclado y la corriente de oxidante pasen a la corriente de escape en respuesta a una o
60 ambas de las siguientes:

 una señal que indica un cambio en la demanda de energía eficaz para provocar un cambio operacional de una turbina (10) alterando la generación de energía de la planta de producción de energía;

65 una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU (50) está dentro de un umbral definido de una temperatura máxima de funcionamiento de la HEU (50).

8. El método según la reivindicación 3, en el que la planta de producción de energía incluye un compresor (31) de recirculación configurado para extraer una parte de una corriente de escape de turbina calentada que pasa a través de la HEU (50), comprimir la parte de la corriente de escape de turbina calentada que se extrae y recombinar la parte de la corriente de escape de turbina calentada que se comprime en una sección aguas abajo de la HEU (50); o

en el que la función de control comprende cerrar un álabe (32) guía de entrada (IGV) del compresor (31) de recirculación en respuesta a una señal que indica que una temperatura dentro de la HEU (50) está dentro de un umbral definido de una temperatura máxima de funcionamiento de la HEU (50).

9. El método según la reivindicación 1, que comprende además añadir calor a una o más de la pluralidad de corrientes que pasan entre el primer extremo (50') de HEU y el segundo extremo (50'') de HEU, en el que el calor se añade en un rango de temperatura intermedio dentro de la HEU (50) en un punto que está colocado entre el primer extremo (50') de HEU y el segundo extremo (50'') de HEU,

y en el que el calor se añade utilizando un calentador (90) que funciona independientemente de la HEU (50); opcionalmente en el que el calentador (90) es un calentador de combustión; y opcionalmente en el que el calor se añade a una corriente de escape de turbina que pasa a través de la HEU (50), y en el que una corriente de escape del calentador de combustión se añade directamente a la corriente de escape de turbina.

10. Una planta de producción de energía que comprende:

una turbina (10);

un generador (17) de energía;

una unidad (50) de intercambio de calor (HEU);

uno o más compresores (30) o bombas (20); y

una unidad (100) de control;

en la que la HEU (50) está configurada para el intercambio de calor entre una pluralidad de corrientes que pasan entre un primer extremo (50') de HEU que tiene una primera temperatura operativa y un segundo extremo (50'') de HEU que tiene una segunda temperatura operativa más baja;

en la que la HEU (50) incluye uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes en un punto que está colocado entre el primer extremo (50') de HEU y el segundo extremo (50'') de HEU

de manera que una parte de un fluido que pasa a través de una o más de la pluralidad de corrientes se desvía del paso a través de una sección restante de la HEU (50); y

en la que la unidad (100) de control está configurada para recibir una señal que define una condición operativa de la planta de producción de energía y, en base a ello, emitir una señal eficaz para controlar el uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes; y

caracterizado por que se cumplen una o ambas de las siguientes condiciones:

el uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes incluye una línea (39a) de recirculación y una válvula (6) de recirculación interpuestas entre la corriente de escape de turbina y la corriente de reciclado;

en la que el uno o más componentes configurados para agregar flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes incluye una línea (29a) de recirculación y una válvula (7) de recirculación interpuestas entre la corriente de escape de turbina y la corriente de oxidante.

11. La planta de producción de energía según la reivindicación 10, en la que la HEU (50) está configurada para el intercambio de calor entre al menos una corriente de escape de turbina que sale de una turbina (10) y una o ambas de una corriente de reciclado y una corriente de oxidante; opcionalmente en la que el uno o más componentes configurados para añadir flujo másico a o retirar flujo másico de una o más de la pluralidad de corrientes incluyen una línea (1) de derivación y una válvula (5) de derivación configurada para desviar una parte de la corriente de escape de turbina alrededor de una sección de la HEU (50); y opcionalmente en la que la planta de producción de energía comprende además un intercambiador (60) de calor de derivación operativo con la línea (1) de derivación y configurado para transferir calor desde la parte de la corriente de escape de

turbina desviada a su través a una o más corrientes adicionales.

- 5 12. La planta de producción de energía según la reivindicación 11, que comprende además un calentador (90) que está configurado para funcionar independientemente de la HEU (50), estando configurado el calentador (90) para añadir calor a la corriente de escape de turbina en un punto que está situado entre el primer extremo (50') de HEU y el segundo extremo (50'') de HEU; opcionalmente en la que el calentador (90) es un calentador de combustión.

DIBUJOS

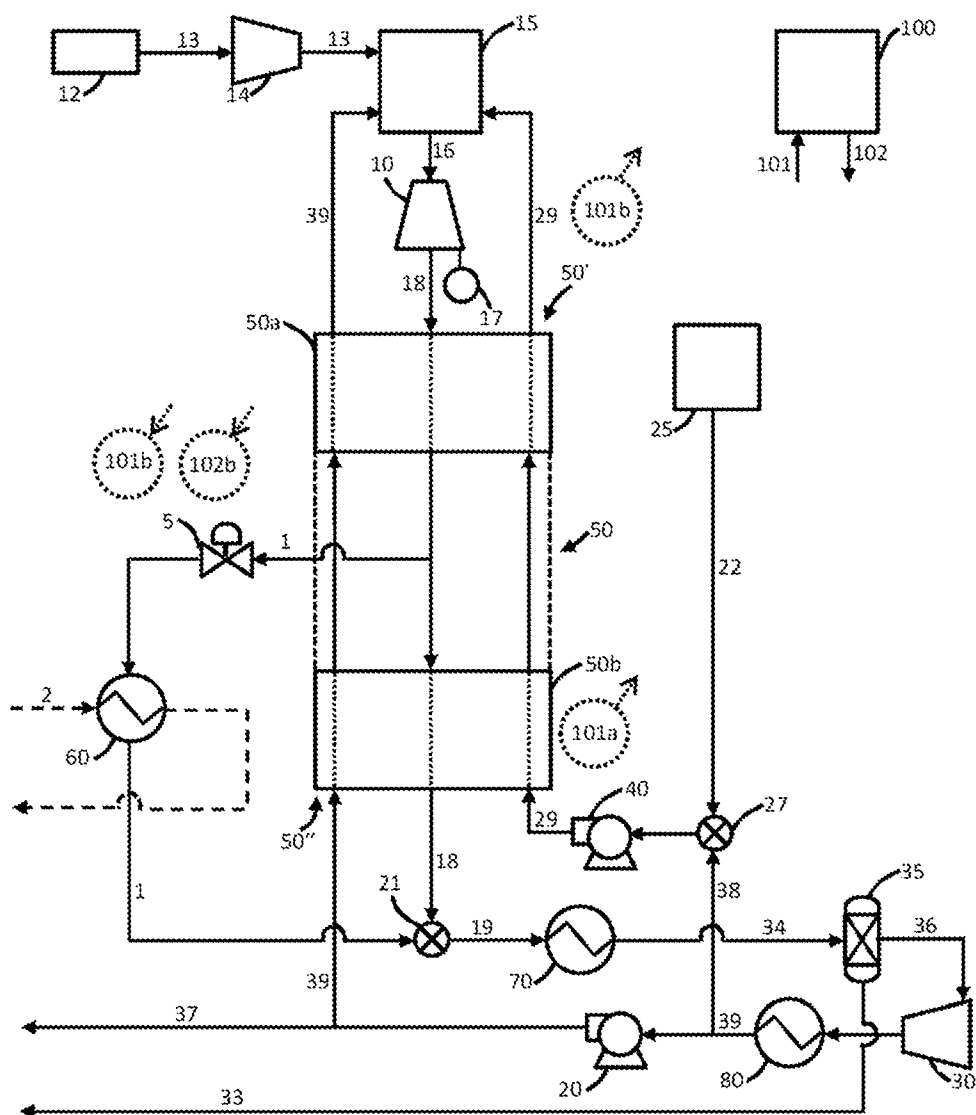


FIG. 1

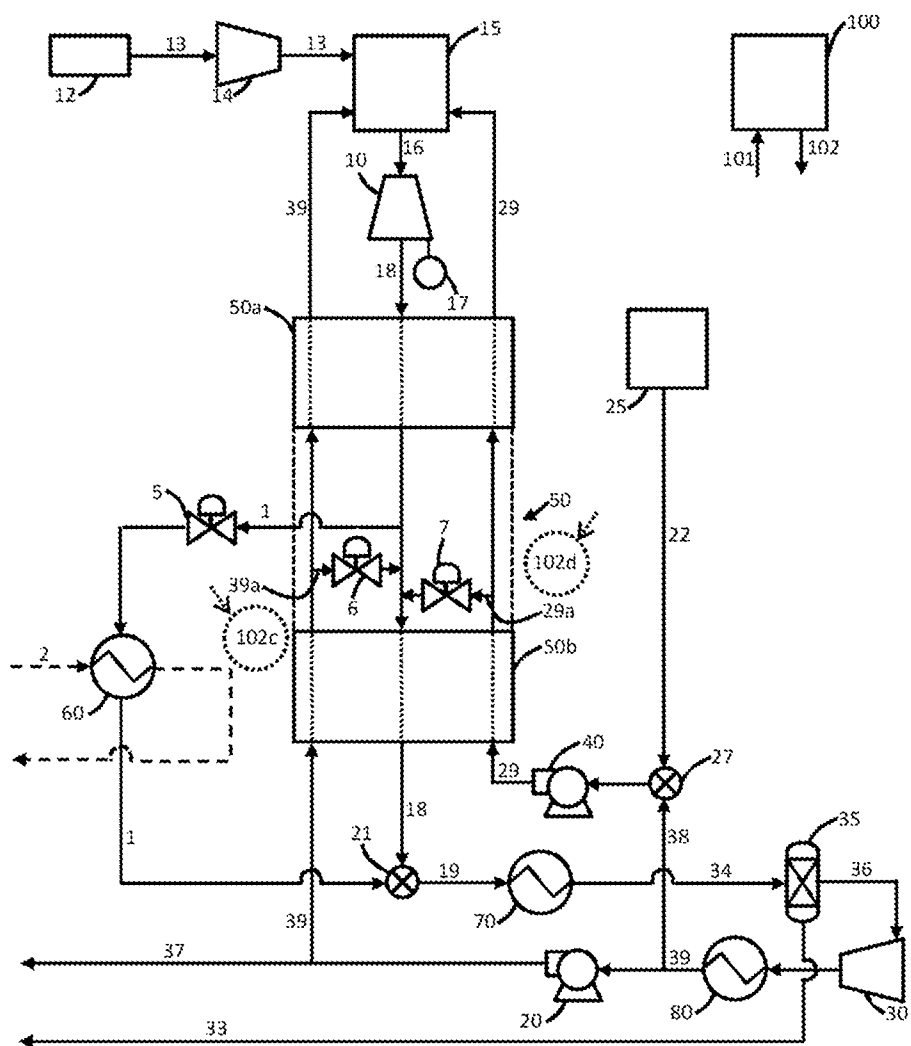


FIG. 2

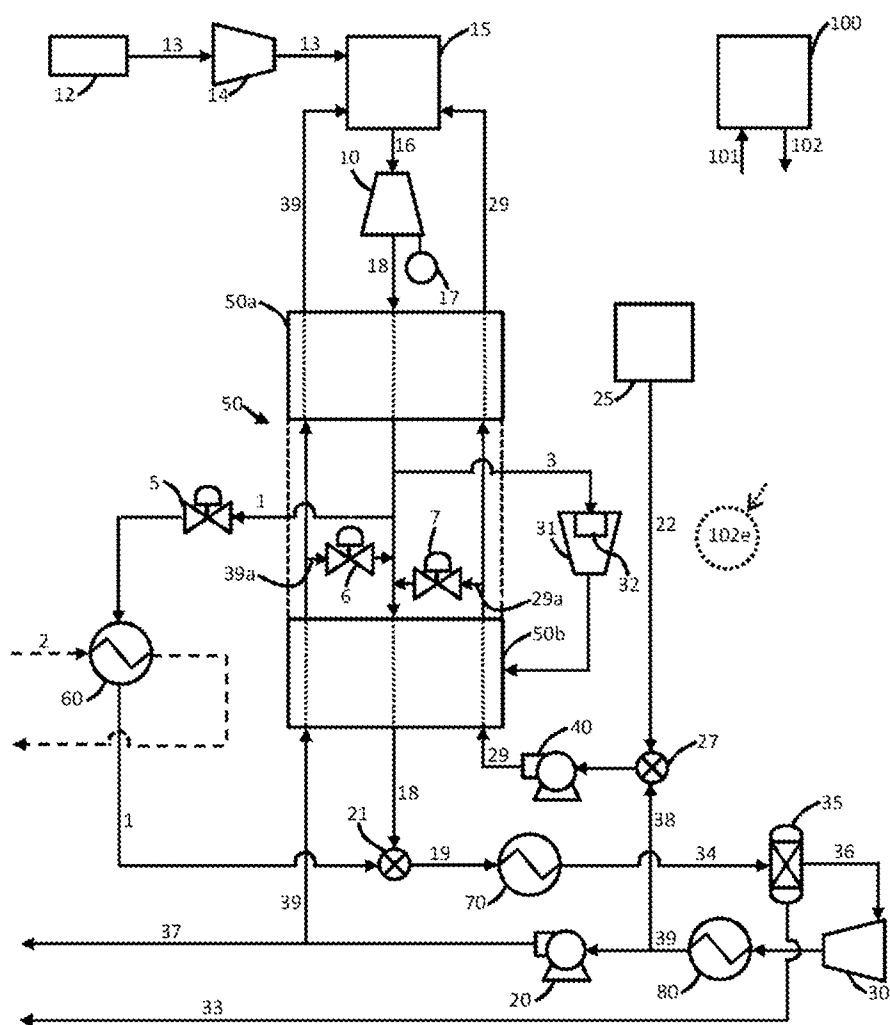


FIG. 3

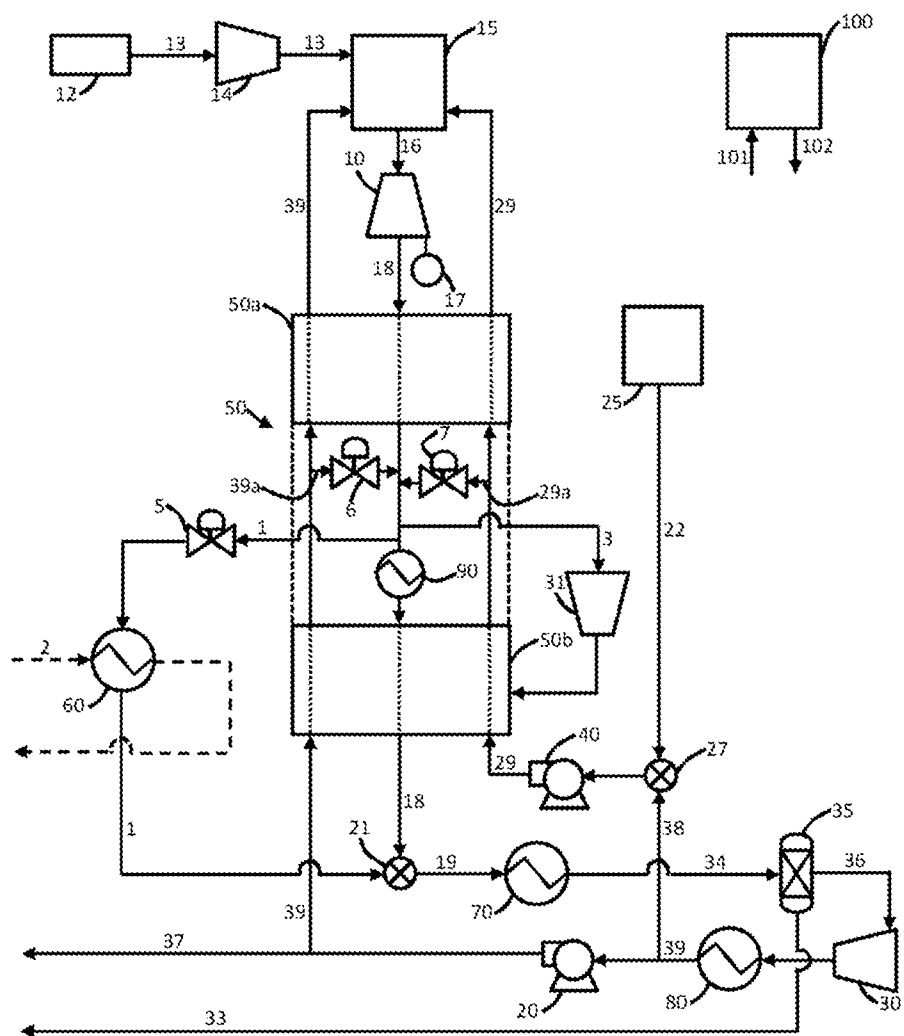


FIG. 4

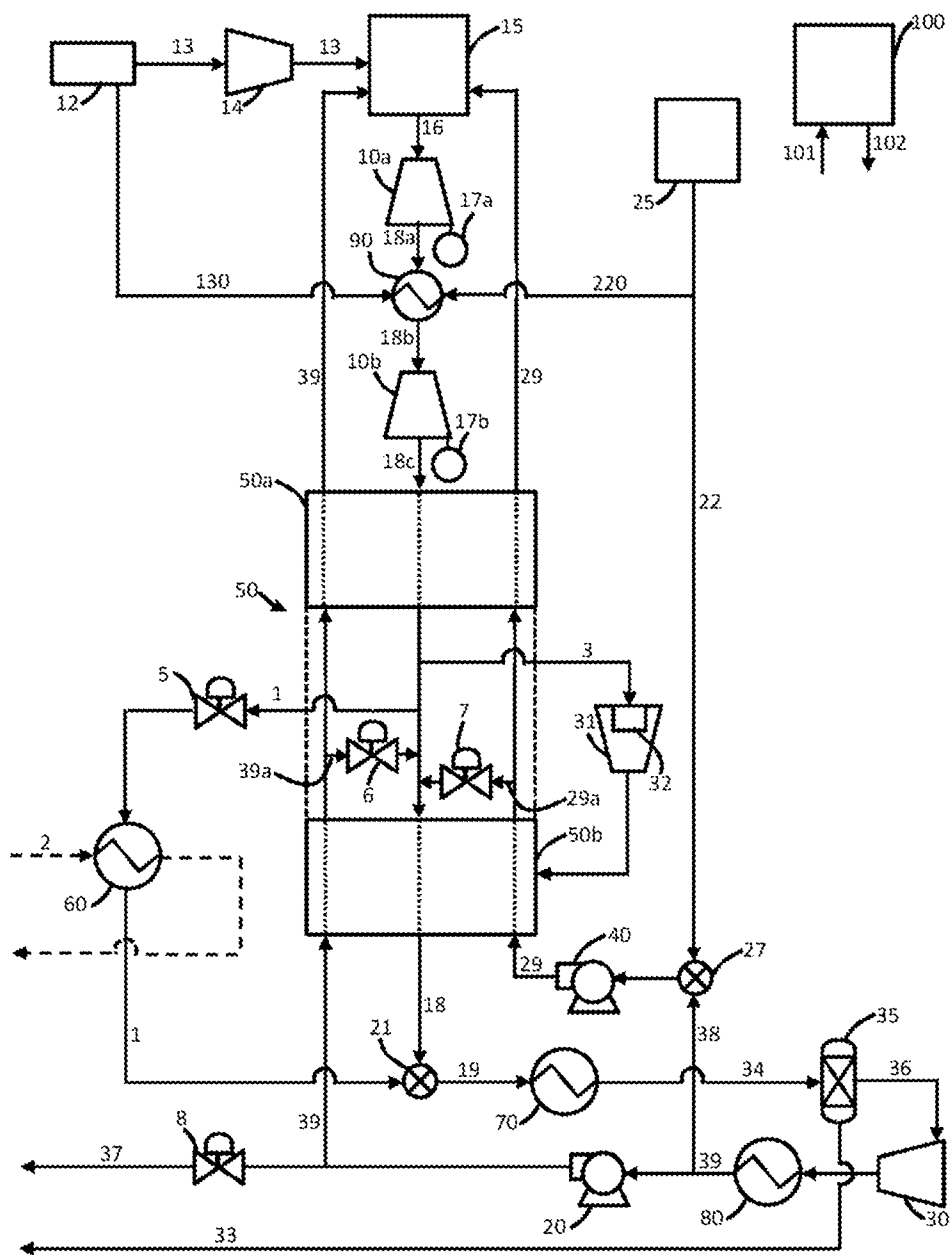


FIG. 5

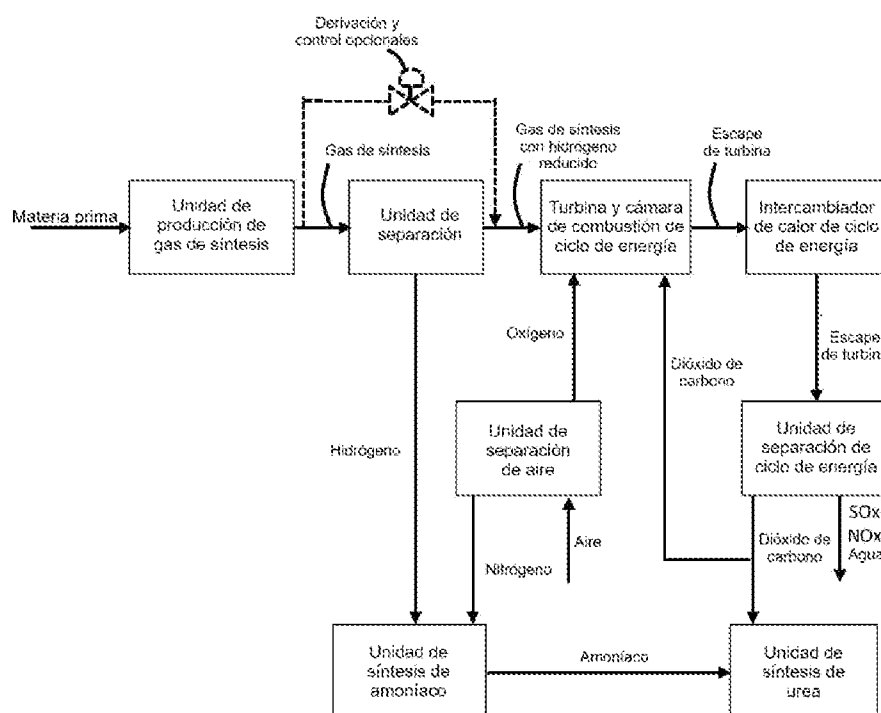


FIG. 6