

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 779 026**

51 Int. Cl.:

C07C 29/151 (2006.01)

C07C 31/04 (2006.01)

F01K 23/06 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.03.2009 E 09003469 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **27.11.2019 EP 2100869**

54 Título: **Procedimiento para fabricar metanol mediante la utilización de dióxido de carbono procedente de los gases de escape de las plantas de producción de energía alimentadas con combustibles fósiles**

30 Prioridad:

10.03.2008 DE 102008013370

04.02.2009 DE 102009007567

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

13.08.2020

73 Titular/es:

HARZFELD, EDGAR (100.0%)

Franz-Schubert-Strasse 6

18435 Stralsund, DE

72 Inventor/es:

HARZFELD, EDGAR

74 Agente/Representante:

VALLEJO LÓPEZ, Juan Pedro

ES 2 779 026 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

Procedimiento para fabricar metanol mediante la utilización de dióxido de carbono procedente de los gases de escape de las plantas de producción de energía alimentadas con combustibles fósiles

5 La invención hace referencia a un procedimiento para producir metanol mediante la utilización de dióxido de carbono procedente de gases de escape, en particular, gases procedentes de plantas de producción de energía alimentadas con combustibles fósiles.

10 Conforme al estado de la tecnología actual se sabe que el dióxido de carbono del gas procedente de la combustión de recursos fósiles empleados para alimentar las centrales térmicas, plantas de cogeneración de electricidad y calor, centrales eléctricas, plantas cementeras, químicas, siderúrgicas, etc. es emitido a la atmósfera y provoca daños climáticos. Por consiguiente, el dióxido de carbono emitido es perjudicial para el clima. Con el fin de reducir las emisiones de dióxido de carbono, se están llevando a cabo investigaciones para absorber el dióxido de carbono del gas de combustión de las centrales térmicas, las centrales eléctricas o las plantas de cogeneración de electricidad y calor y almacenarlo en el subsuelo (tecnologías de anclaje), por ejemplo, en acuíferos, domos de sal, yacimientos explotados de petróleo o gas natural, etc. El procedimiento para capturar y almacenar el dióxido de carbono en el subsuelo se denomina también *carbon capture and storage* (procedimiento CAC).

20 Entre los nuevos procesos de las centrales eléctricas también se conoce un procedimiento llamado proceso de oxicomustión. Estos nuevos procesos de las centrales eléctricas se caracterizan por el hecho de que, a través del empleo de oxígeno en lugar de aire, se logra capturar dióxido de carbono (CO₂) casi puro procedente del gas de combustión, cuya compresión en el subsuelo se aligera enormemente. No obstante, el hecho de que actualmente no exista ningún plan cerrado para utilizar el dióxido de carbono almacenado es una desventaja.

25 Conforme a la situación tecnológica actual, también se sabe que la ampliación de las instalaciones para obtener energías renovables, en este caso la energía eólica en particular, ha experimentado un auge extraordinario y se ha convertido en un factor irreversible en el suministro de energía. Con el llamado *repowering* y la construcción de las llamadas instalaciones *offshore*, esta tendencia continúa y la cuota de energía generada mediante estas instalaciones sigue aumentando con respecto a la totalidad de la energía generada. Sin embargo, el hecho de que la situación del suministro natural de la alimentación de la energía eólica sea muy difícil de pronosticar representa una desventaja. A este respecto, debido a las circunstancias imprevistas condicionadas por la situación atmosférica, se producen picos de generación de energía, pero también valles, por ejemplo, en los períodos de calma. Como consecuencia de esto, las centrales eléctricas convencionales deben producir al máximo rendimiento en los períodos de picos de carga o consumo en caso de calma, mientras que, por ejemplo, en los períodos en los que hay suficiente viento disponible y el consumo de energía no es tan propicio, estas centrales eléctricas convencionales deben apagarse. La desventaja de esto es que las centrales eléctricas convencionales que funcionan con carga baja originan una mayor emisión de CO₂ y también una mayor emisión de CO de lo habitual.

40 Con el nivel tecnológico actual también se puede descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno mediante una electrólisis. No obstante, el problema es que es sumamente complicado y difícil almacenar el hidrógeno obtenido y, especialmente, transportarlo a los lugares en los que se necesita. Otro problema añadido es que el oxígeno obtenido mediante la electrólisis solo se aprovecha de forma limitada. Con el nivel tecnológico actual también se puede transformar el dióxido de carbono y el hidrógeno en metanol mediante el uso de catalizadores.

45 En EP 0539244 A1 se describe un sistema cerrado en su mayor parte en el que se realiza una electrólisis suministrando energía para descomponer agua en hidrógeno y oxígeno, después, en una síntesis de metanol se obtiene metanol a partir de dióxido de carbono e hidrógeno, el metanol se introduce en una combustión en la que se libera energía y el dióxido de carbono y el agua generados se vuelven a introducir en el sistema. La base para la obtención de energía renovable es la energía fotovoltaica. El sistema cerrado contiene una solución de día y una solución de noche. De día se utiliza energía solar para la electrólisis con el fin de obtener hidrógeno de electrólisis y se obtiene CO₂ de la combustión de metanol, ambos se suministran a la síntesis de metanol para producir metanol; durante el funcionamiento nocturno, la electricidad excedente alimenta la electrólisis y el reformador de metanol, lo cual permite producir hidrógeno de electrólisis y CO₂, que se suministran a la síntesis de metanol.

50 Otras publicaciones abordan el uso de gases de escape procedentes de un proceso de combustión para la producción de metanol (JP S57167935 A, DE 4332790 A1 y US 2007/254969 A1). La invención descrita en JP S57167935 A se refiere a un uso eficiente del gas natural, que se utiliza para generar calor y electricidad, así como para la producción de metanol. DE 4332790 A1 trata de un procedimiento para la producción de metanol a partir de dióxido de carbono e hidrógeno. Se optimiza el flujo del catalizador. JJS 2007/254969 A1 hace referencia a un proceso de reciclaje químico eficiente y selectivo de dióxidos de carbono para transformarlos en metanol, dimetiléter y productos derivados. Se mencionan fuentes de dióxido de carbono, como centrales eléctricas y cementeras. La energía necesaria para la producción de hidrógeno debe obtenerse a partir de energías fósiles, así como de energía solar, eólica o geotérmica. El dióxido de carbono generado durante la utilización del metanol (combustión) debe introducirse en un circuito y volverse a utilizar.

La solución descrita en EP 497226 A2 se refiere a un método para producir metanol en el cual el vapor producido en una central nuclear se transforma en hidrógeno en un electrolizador de vapor y se introduce en una síntesis de metanol junto con CO₂ procedente de una fuente de CO₂. Este proceso también debe incluir la posibilidad de transformar CO₂ y H₂ en CO y vapor. Asimismo, con el oxígeno obtenido en la electrólisis de vapor se genera aire comprimido, que se introduce en una unidad de una central eléctrica.

EP 413199 A1 se refiere a un método para reducir las emisiones de CO₂ de una central eléctrica de ciclo combinado. En una de las cámaras de combustión de una turbina de gas, delante del carburador conectado, se produce gas bruto, compuesto por CO₂, compuestos de azufre e hidrógeno. El gas bruto se prepara extrayendo del gas todos los compuestos, excepto el hidrógeno. A continuación, el gas puro producido, hidrógeno, se introduce en la cámara de combustión de la turbina de gas. El hidrógeno y el oxígeno del aire reaccionan con el vapor de agua. El CO₂ obtenido durante la purificación del gas se desecha o se destina a la producción de metanol, entre otros. El metanol está previsto para la combustión en la cámara de combustión de la turbina de gas. Asimismo, el metanol también sirve para cubrir los picos de demanda en la generación de electricidad.

DE 4332789 A1 trata de un procedimiento para almacenar energía. En particular, se refiere a un procedimiento para almacenar energía en forma de hidrógeno.

La solución descrita en DE 19802660 A1 consiste en un procedimiento para combinar un proceso de ciclo combinado de gas y vapor con un proceso de fabricación con el fin de producir metanol. Además, se utiliza electricidad fotovoltaica para realizar una electrólisis de hidrógeno y biogás/gases de escape-CO₂ para hacer una síntesis de metanol.

WO 2000/025380 A2 aborda un sistema y un procedimiento para almacenar energía eléctrica en hidrógeno y metanol.

WO 2005/056737 A1 se refiere a un método y una instalación para generar fuentes energéticas líquidas a partir de fuentes energéticas de carbono sólidas. En la unidad de electrólisis se utiliza energía externa procedente de energías renovables. Siempre se emplea un máximo de energías renovables. La energía externa procedente de energías renovables debe almacenarse en metanol.

La idea básica de WO 2007/058608 A1 consiste en un procedimiento y un sistema en el que debe utilizarse energía procedente, por ejemplo, de instalaciones eólicas y fotovoltaicas, para producir alcohol metílico a partir de dióxido de carbono y agua. Para la producción de alcohol metílico debe emplearse una pila de combustible o una celda electroquímica. También se describe un procedimiento para producir nanopartículas que se podrían utilizar para recubrir electrodos y que generan una superficie porosa.

Partiendo de la situación tecnológica descrita anteriormente, la invención debe proporcionar un procedimiento y una planta de generación de energía para producir metanol que permita utilizar los gases de escape de la combustión de combustibles fósiles de centrales eléctricas, centrales de cogeneración de electricidad y calor y otros emisores en una síntesis de metanol y, por medio de hidrógeno producido de forma renovable y catalizadores, transformarlos en metanol, consiguiendo así una aplicación flexible. Un objetivo es proporcionar una posibilidad de almacenar las energías renovables obtenidas especialmente a través de energía solar y eólica y, al mismo tiempo, liberar el medioambiente del perjudicial dióxido de carbono procedente de los gases de escape generados por los combustibles fósiles en las plantas de cogeneración de electricidad y calor y en las centrales térmicas.

El objetivo de la invención se resuelve mediante un procedimiento para fabricar metanol utilizando dióxido de carbono procedente de los gases de escape de la combustión de recursos fósiles de centrales eléctricas, centrales de cogeneración de electricidad y calor y otros emisores seleccionados de fábricas de cemento de la industria cementera, plantas químicas, plantas siderúrgicas, instalaciones industriales y plantas de biogás o biomasa, por el cual el dióxido de carbono de los gases de escape se mezcla con hidrógeno para hacer una síntesis de metanol y se transforma en metanol por medio de catalizadores. La invención prevé una unidad tecnológica para la utilización de dióxido de carbono y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS). Esta unidad tecnológica para la utilización del CO₂ y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) consta de:

- electrólisis de agua con obtención de H₂ y O₂,
- adsorción o absorción de CO₂ con obtención de CO₂ y
- síntesis de metanol con almacenamiento de MeOH

y se facilita en un contenedor en el lugar en el que haya una fuente de dióxido de carbono.

En una versión, el dióxido de carbono procedente de los gases de escape se introduce directamente en la síntesis de metanol o el dióxido de carbono se introduce indirectamente desde los depósitos en la síntesis de metanol. En otra versión, el dióxido de carbono procedente de los gases de escape de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles es absorbido o adsorbido.

En otra versión, el metanol producido se vuelve a introducir en el proceso de combustión de las centrales eléctricas para generar electricidad al objeto de compensar los períodos de calma del viento. El dióxido de carbono liberado en ese proceso se vuelve a utilizar para la síntesis de metanol.

5 En otra versión hay previsto un sistema de control mediante el cual se controla la generación de la energía eléctrica en función de la demanda y, en caso de que no haya suficiente producción en las plantas de generación de energía eólica, hidráulica o solar, las plantas de generación de energía fósil se refuerzan con metanol procedente del depósito de metanol para generar energía eléctrica.

10 La ventaja de este procedimiento es que, además de mejorar el medioambiente mediante la reducción de las nocivas emisiones de dióxido de carbono, se proporciona simultáneamente un acumulador de energía en forma de metanol que permite, por ejemplo, volver a emplear este metanol en el proceso de la central eléctrica en fases de carga intensiva o alta y en caso de no disponer de suficiente energía procedente de las plantas de generación de energía eólica o solar. No obstante, la energía eléctrica disponible en períodos de viento fuerte también se emplea al mismo tiempo para generar hidrógeno mediante una electrólisis y transformarlo en metanol mezclando el hidrógeno con dióxido de carbono y utilizando catalizadores. Mediante la separación electrolítica del agua por medio de electricidad procedente de fuentes de energía renovables, como el viento, la radiación solar, la energía hidráulica o similares, se obtiene hidrógeno renovable y se almacena si es necesario. Así se obtiene un proceso cerrado que permite mitigar fases de carga baja, intensa y alta de tal modo que se logra un uso óptimo de las energías renovables, como la energía eólica, y al mismo tiempo se reducen las emisiones de CO₂ para proteger el medioambiente.

25 Por consiguiente, la invención se refiere al procedimiento para utilizar el dióxido de carbono procedente de los gases de escape emitidos por las centrales de cogeneración de electricidad y calor alimentadas con combustibles fósiles y otros emisores de dióxido de carbono, y mezclarlo con hidrógeno obtenido mediante la electrólisis de agua realizada con energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables, con el fin de producir metanol. No obstante, también queda abierta la posibilidad de almacenar la energía eléctrica «excedente» en forma de metanol. El oxígeno excedente disponible, por decirlo así, obtenido durante la separación del agua en hidrógeno y oxígeno, también se puede volver a utilizar en el proceso de combustión de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles. De este modo, se obtiene un resultado que no se había conseguido hasta ahora en la situación tecnológica actual, a saber, que las sustancias contaminantes, es decir, el dióxido de carbono de los gases de escape de las centrales eléctricas, sean extraídas y almacenadas si procede, para después, en los períodos en los que se disponga de energía eléctrica excedente, generar hidrógeno mediante electrólisis y transformarlo a continuación en metanol. La invención permite también utilizar el oxígeno excedente de la electrólisis.

35 Naturalmente, para continuar mitigando las fases de carga intensa y carga baja se puede conservar el dióxido de carbono, el oxígeno y el hidrógeno en instalaciones de almacenamiento adecuadas. El metanol generado con la síntesis de metanol también se puede conservar en instalaciones de almacenamiento para volver a introducirlo después en el proceso de combustión en las correspondientes fases de carga alta cuando no se disponga de suficiente energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables. Naturalmente, el metanol también se puede introducir en depósitos apropiados sin ningún problema para transportarlo a otros lugares. A este respecto, no es necesario emplear tecnologías de transporte complicadas o que conlleven gran peligrosidad, como sucede con el transporte de hidrógeno, por ejemplo. Como es sabido, el hidrógeno es extremadamente inflamable y altamente explosivo, por lo que es necesario manejarlo conforme a las normas de seguridad más exigentes, no solo en lo que se refiere a la producción y el almacenamiento, sino especialmente al transporte. Hasta ahora, esto ha resultado siempre más caro que con el metanol, de modo que actualmente no existe ningún plan sostenible para transportar el hidrógeno de forma adecuada.

50 El procedimiento para la producción de metanol y la posibilidad de almacenar energía renovable solucionan este problema, ya que es posible utilizar la energía eléctrica excedente en un único lugar generando hidrógeno y, por otro lado, utilizar al mismo tiempo las emisiones de dióxido de carbono existentes para producir metanol. Este metanol sirve simultáneamente como acumulador de energía, es fácil de transportar y, sobre todo, se puede volver a utilizar en función de la necesidad. De este modo, mediante el procedimiento se proporciona un producto comercial muy demandado que se transporta a otros lugares de aplicación con costes relativamente bajos.

55 Un problema de la situación tecnológica actual es que el uso de energía eléctrica procedente de los aerogeneradores requiere la instalación de equipos para garantizar la seguridad de la red, que permitan reducir el rendimiento de los aerogeneradores en los períodos de carga baja y viento fuerte en caso necesario conforme a una gestión de la seguridad de la red. Otra desventaja es que, a pesar de la prioridad que tiene el suministro de esta energía, la carga baja en la red en los períodos de viento fuerte, sobre todo en domingos y días festivos, así como por las noches, afecta a la «cosecha de energía eólica», ya que el parque de centrales eléctricas convencionales debe mantenerse con una pequeña carga residual que provoca arranques y paradas frecuentes y un funcionamiento a carga parcial con valores específicos de consumo elevados, así como un aumento de las emisiones de CO₂.

65 En la producción prevista de energía eléctrica procedente de los llamados parques eólicos *offshore*, en comparación con la situación actual, debido a la gran capacidad de alimentación de los clústeres de parques eólicos *offshore*, se

ha alcanzado una nueva calidad en los requisitos para la utilización de la red que provoca pérdidas de eficiencia considerables en el uso de las energías renovables y existe el riesgo de que las redes se «sobrealimenten», por lo que es necesario reducir la capacidad de alimentación. Esto se soluciona mediante el procedimiento disponible ahora, por el cual, se instala un equipo de electrólisis para la separación del agua en hidrógeno y oxígeno en los períodos de picos en los que se dispone de una gran cantidad de energía eléctrica «excedente», fuera de las instalaciones *offshore*, en el lugar de la producción, a saber, cerca de la central eléctrica tradicional alimentada con combustibles fósiles, y se utiliza la energía excedente para alimentar la electrólisis. A continuación, el hidrógeno se almacena in situ, lo cual no entraña tanta peligrosidad como su transporte, o bien se introduce inmediatamente en una síntesis de metanol, extrayendo el dióxido de carbono de la central eléctrica alimentada con combustibles fósiles o de un depósito de almacenamiento, mezclándolo con el hidrógeno y transformándolo en metanol mediante el uso de catalizadores.

Por lo tanto, el metanol generado conforme a esta invención representa tanto un producto comercial como un acumulador de energía eléctrica, a saber, el acumulador de energía eléctrica para la energía eléctrica obtenida de forma renovable. En caso necesario, este acumulador de energía puede volver a alimentar el proceso de combustión de la central eléctrica alimentada con combustibles fósiles, por ejemplo, en caso de que no haya suficiente energía eléctrica renovable disponible. Asimismo, es de esperar que debido al gran aporte de electricidad procedente de fuentes de energía renovables en todos los niveles de la red a lo largo de todo el año y en cualquier momento, en una zona de regulación determinada, por ejemplo, Alemania, como consecuencia de la compensación en las zonas de regulación existentes haya siempre electricidad generada de forma renovable con una potencia aproximada de 500 MW. Esta electricidad también se puede utilizar para producir hidrógeno con el fin de volver a transformarlo en metanol junto con el dióxido de carbono. La ventaja adicional de todo el procedimiento es que el oxígeno excedente también se puede utilizar in situ, lo cual evita grandes gastos de transporte.

Como ya se ha expuesto anteriormente, el procedimiento utiliza energía eléctrica, preferentemente obtenida en plantas de generación de energía ecológicas y principalmente de energía renovable, para producir el hidrógeno necesario para la síntesis de metanol.

Esto se logra porque la energía eléctrica necesaria para la electrólisis, que proviene de la producción excedente de plantas de generación de energía eólica o solar, se proporciona y utiliza especialmente en las fases de carga baja de las redes de energía eléctrica. Por lo tanto, el procedimiento es viable cuando hay demasiada energía eólica o solar disponible o también en los períodos en los que se utiliza poca energía eléctrica (fases de carga baja). Con ello, ahora se puede hacer un uso universal mediante los mecanismos de control pertinentes sin ningún problema.

Para realizar el procedimiento, se descompone agua en hidrógeno y oxígeno mediante electrólisis, se almacenan a continuación si es necesario y se vuelven a integrar en el proceso de generación de energía, al menos parcialmente en forma de oxígeno. El hidrógeno se utiliza para producir metanol, de modo que se trata de un proceso cerrado con emisiones medioambientales extremadamente bajas.

Para la electrólisis se utiliza preferentemente energía eléctrica obtenida en plantas de energía eólica o solar, preferiblemente energía eléctrica excedente generada en períodos de viento fuerte o carga baja; mediante la electrólisis alimentada con esta energía eólica se obtiene hidrógeno eólico, que se mezcla con el dióxido de carbono procedente del proceso de combustión de combustibles fósiles utilizados en centrales eléctricas o de cogeneración de electricidad y calor, así como en plantas cementeras, químicas, metalúrgicas o de biogás, y se transforma en metanol mediante el uso de catalizadores. Los procedimientos para producir metanol a partir de dióxido de carbono utilizando hidrógeno son bien conocidos en el estado de la tecnología actual y se pueden instalar aquí in situ, a saber, en la planta de generación de energía eléctrica o cerca de una unidad de almacenamiento apropiada para el CO₂, de modo que a partir de ahora se puede reducir la emisión de gases de escape perjudiciales para el medioambiente y aprovechar el dióxido de carbono de forma eficiente.

El dióxido de carbono procedente de los gases de escape de centrales eléctricas o de cogeneración de electricidad y calor, así como de plantas cementeras, químicas, metalúrgicas o de biogás, se introduce directamente en la síntesis de metanol. Esto significa que el dióxido de carbono es adsorbido o absorbido directamente de los gases de escape e introducido a continuación directamente en la síntesis de metanol, donde se mezcla con el hidrógeno disponible y se transforma en metanol mediante el uso de catalizadores.

Como se ha explicado anteriormente, el procedimiento también se puede realizar introduciendo en la síntesis de metanol indirectamente, por así decirlo, dióxido de carbono procedente de depósitos o instalaciones de almacenamiento. Esta configuración también está incluida en la invención.

Como ya se ha descrito detalladamente, es preferible guardar temporalmente el metanol producido en un depósito de metanol antes de volver a introducirlo en el proceso de combustión o de envasarlo.

El metanol producido se puede introducir en contenedores para el transporte o en envases de transporte o venta. Con estos envases de transporte o venta, el metanol se puede transportar a cualquier lugar que se desee.

El metanol producido también se puede transportar en un gasoducto como mínimo a al menos una central de cogeneración de electricidad y calor.

La unidad tecnológica para la utilización del dióxido de carbono y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) se utiliza o instala en un contenedor en el lugar donde haya una fuente de dióxido de carbono. Por medio de una unidad tecnológica portátil para la utilización del dióxido de carbono, ahora se puede producir metanol en el lugar en el que se encuentre la fuente de CO₂, con independencia de si se trata de una central eléctrica convencional o de un depósito de almacenamiento de CO₂. A continuación, el metanol también se puede introducir en un depósito de metanol o bien trasvasar mediante una unidad de embotellado para transportarlo después.

La energía eléctrica obtenida de forma renovable que hay disponible en una zona de regulación con la alta tasa de penetración alcanzada en la actualidad se suministra prioritariamente a la red de 20 kV de centrales térmicas, eléctricas o de cogeneración de electricidad y calor, plantas de biogás y otros emisores de dióxido de carbono para proteger la red del consumidor interno, es decir, se introduce en la unidad para la utilización del dióxido de carbono y el almacenamiento de hidrógeno y metanol y se aplica o utiliza como medida para estabilizar la red conforme a la gestión de la seguridad de la red. De esta forma se logra reducir la carga de las redes, especialmente cuando se producen determinados picos de energía.

En un modo de funcionamiento controlado mediante el calor de la central térmica, eléctrica o de cogeneración de electricidad y calor se produce una reducción de las emisiones de dióxido de carbono mediante la utilización del dióxido de carbono para transformarlo en metanol con electricidad de generación propia que se mantiene como potencia de control negativa, ya que la electricidad generada en la central eléctrica también se puede utilizar para capturar el dióxido de carbono con el fin de solventar el problema del funcionamiento a carga parcial condicionado por la prioridad del suministro de las energías renovables, con valores específicos de consumo claramente peores y unas mayores tasas de emisión de dióxido de carbono o el riesgo de que se produzcan acumulaciones debido a los arranques y las paradas de las centrales eléctricas. Por lo tanto, mediante el procedimiento de la invención no solo se logra reducir las emisiones perjudiciales para el medioambiente de las centrales eléctricas tradicionales que funcionan con combustibles fósiles, sino que, al mismo tiempo, también se logra liberar las redes de los picos de energía correspondientes. Además, las centrales eléctricas que funcionan con combustibles fósiles pueden funcionar al menos en un ámbito en el que sigan siendo eficientes y, al mismo tiempo, presenten una menor tasa de emisión de contaminantes.

La unidad para la utilización de dióxido de carbono y el almacenamiento de hidrógeno y metanol se encuentra en una zona cercana a la planta térmica, eléctrica o industrial o cerca de una planta de biogás que es accionada con hidrógeno de residuos. De este modo se aprovechan de forma óptima los efectos sinérgicos con respecto al suministro y la eliminación de recursos de producción y recursos auxiliares, así como respecto al intercambio de energía calorífica y frigorífica.

También constituye una ventaja el hecho de que el dióxido de carbono actúe como medio transportador de hidrógeno, lo cual establece la base de la tecnología CO₂-Power-Carrier (CPCT, por sus siglas en inglés), que consiste en el procedimiento para la utilización de dióxido de carbono con hidrógeno procedente preferiblemente de energías renovables para producir metanol y que, como resultado de este procedimiento, libera derechos de emisión de CO₂. La liberación de los llamados derechos de emisión de dióxido de carbono constituye una gran ventaja, no solo porque permite comerciar con estos certificados, sino sobre todo porque ahora, mediante el procedimiento de la invención, la cuota de dióxido de carbono con la que se contamina el medioambiente se reduce de forma real, y no solo de forma ideal. Además, al mismo tiempo se puede aprovechar el efecto económico de los derechos de emisión de CO₂ para seguir aumentando la propia eficiencia.

El metanol producido se vuelve a introducir en el proceso de combustión de las centrales eléctricas para generar electricidad con el fin de compensar los períodos de calma del viento y volver a utilizar el dióxido de carbono liberado en este proceso en la síntesis de metanol. De este modo se crea un ciclo con el que se logra reducir casi por completo la carga de dióxido de carbono producido por una central eléctrica convencional alimentada con combustibles fósiles.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la energía eléctrica eólica obtenida en los períodos de viento fuerte y carga baja, que se producen especialmente en fines de semana, días festivos y por la noche, se utiliza para realizar el procedimiento como se ha descrito anteriormente. Esta energía eléctrica eólica se emplea especialmente para la electrólisis de agua con el objeto de obtener hidrógeno y oxígeno. De esta forma también aumenta la eficiencia general de la planta. Gracias a la posibilidad de almacenar el dióxido de carbono disponible y el hidrógeno en forma de metanol, ahora también es posible lograr un funcionamiento más eficiente de todo el complejo de generación de energía.

Los pasos procedimentales para la electrólisis, la adsorción o absorción del dióxido de carbono y la síntesis de metanol se diseñarán de tal modo que a través del desacoplamiento se garantice un funcionamiento muy reducido de la central eléctrica con respecto al control y la maquinaria.

Se proporciona la generación de energía eléctrica, de modo que el metanol obtenido se utiliza como portador de generación de calor, al menos como portador de generación de calor adicional para los portadores de generación de calor fósiles en el proceso de combustión de centrales eléctricas convencionales alimentadas con combustibles fósiles, especialmente en fases de carga intensa o cuando no se disponga de suficiente energía eléctrica obtenida en las fases de viento débil. Esto demuestra claramente que el metanol disponible obtenido en el procedimiento descrito anteriormente para la producción de metanol realmente se puede utilizar para mitigar los picos de la demanda energética. El metanol también se puede utilizar cuando no se disponga de suficiente energía eléctrica procedente de las centrales eólicas o de las plantas de producción de energía solar.

A continuación, se vuelven a resumir y explicar brevemente los aspectos más importantes de la invención:

La invención se refiere al procedimiento para la utilización de dióxido de carbono procedente de los gases de escape de las centrales de cogeneración de electricidad y calor alimentadas con combustibles fósiles y otros emisores de CO₂, como plantas cementeras, químicas, siderúrgicas, industriales, etc., así como plantas de biogás. Este dióxido de carbono se mezcla con hidrógeno obtenido mediante electrólisis de agua alimentada con electricidad procedente de fuentes de energía renovables con el fin de producir metanol.

El procedimiento sirve al mismo tiempo para el almacenamiento de energías renovables en forma de metanol.

Especialmente en la red de 20 kV se crean cargas para transformar en hidrógeno y mezclar con dióxido de carbono para hacer la síntesis de metanol o hidrocarburos la producción de energía eléctrica obtenida mediante aerogeneradores u otras fuentes de energía renovable (especialmente de clústeres de aerogeneradores *offshore* en períodos de viento fuerte), que debido a las grandes cargas de capacidad ya existentes en las redes en todos los niveles o en redes de transferencia individuales, debería ofrecerse en caso de carga baja mediante la gestión de la seguridad de la red con el fin de estabilizar la red.

A través de las unidades de utilización de CO₂ y almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) se producen cargas que, mediante la electrólisis (fig. 3) para la producción de hidrógeno y oxígeno, originan una disminución de la energía eléctrica de la red y la consiguiente reducción de la carga de la red. Esta unidad tecnológica también consta de una instalación de adsorción y absorción de CO₂ para el suministro de CO₂ y una instalación de metanol para la producción de metanol (fig. 1-3).

En particular, existe la posibilidad de utilizar directamente para la síntesis de metanol la llamada energía eléctrica eólica «excedente» generada en períodos de viento fuerte y carga baja por medio de canales de comunicación eficaces entre la gestión de la seguridad de la red y la carga en la red de 20 kV.

En la unidad de utilización de CO₂ y almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) se recurre a procedimientos conocidos y probados desde hace años que pueden ser combinados de una forma innovadora y mejorada e instalados en contenedores.

En la medida en que se produce metanol según el procedimiento descrito, se ahorra una cantidad equivalente de combustibles fósiles y, con ello, la emisión de CO₂ adecuada y los derechos de emisión de CO₂.

La solución consiste ahora principalmente en haber encontrado, a través de la unión de los diseños que se perfilan en el sector de energía, un procedimiento para reducir las emisiones contaminantes de CO₂ procedentes de la generación de energía mediante la utilización del producto industrial metanol, mostrar una posibilidad para explotar a largo plazo el volumen de CO₂ almacenado en el subsuelo, almacenar la energía eléctrica obtenida de forma renovable a través del hidrógeno, utilizar de forma eficiente la llamada energía eléctrica excedente, especialmente la procedente del *repowering* de los aerogeneradores y los clústeres de parques eólicos *offshore*, y establecer medidas para asegurar la compatibilidad de la red de las altas potencias de alimentación de energía eólica mediante la reducción de la carga de la red por medio de cargas influenciadas en forma de producción de metanol.

Con unidades para la utilización de CO₂ y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) se crean cargas eléctricas y posibilidades generales, como transformar el hidrógeno de residuos procedente de procesos químicos en un producto industrial habitual como el metanol y aprovecharlo con respecto a la gestión del material o la energía.

El CO₂ se convierte en transportador de energía de hidrógeno y constituye la base de la tecnología CO₂-Power-Carrier (CPCT).

Mediante la aplicación de la tecnología CO₂-Power-Carrier (CPCT), en los períodos de viento fuerte, que se caracterizan por una alta demanda de energía calorífica específica y un bajo consumo de potencia al mismo tiempo, las centrales eléctricas o de cogeneración de electricidad y calor pueden pasar al modo de funcionamiento en reposo o al modo de conservación del calor, que se efectúan prácticamente sin emisiones gracias a la combustión de metanol de producción propia.

Una de las ideas básicas consiste en nivelar en gran medida las irregularidades naturales propias de la producción de electricidad eólica y solar por medio de las correspondientes conexiones técnico-procedimentales de los flujos de

producción, a través de la generación eléctrica del metanol, lo cual significa la devolución del producto final metanol al proceso de combustión de la central térmica, eléctrica o de cogeneración de electricidad y calor, así como el comienzo de un nuevo ciclo de producción de metanol con almacenamiento temporal de dióxido de carbono.

5 Otra ventaja del uso del procedimiento propuesto es que mejora el resultado económico de la central térmica, eléctrica o de cogeneración de electricidad y calor mediante la venta de derechos de emisión de CO₂ no utilizados.

10 Con el procedimiento propuesto es posible reducir las emisiones de CO₂ de la central térmica, eléctrica o de cogeneración de electricidad y calor que funciona con calor mediante la transformación del CO₂ en metanol con electricidad de generación propia que se mantiene como reserva de control negativa para grandes suministros de energía eólica.

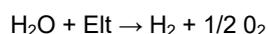
15 La corriente de generación propia también se puede emplear en una unidad CV WMS para dejar de utilizar los modos de funcionamiento a carga parcial de la central térmica, eléctrica o de cogeneración de electricidad y calor, los cuales generan tasas de emisión de CO₂ notablemente peores debido a un funcionamiento de carga baja. Asimismo, se puede reducir el riesgo de los procesos de arranque y parada frecuentes.

20 Con el procedimiento propuesto, sobre todo, se abre la posibilidad de transformar energías renovables, como la energía eólica, en un producto comercial cuya infraestructura de aplicación está probada desde hace años y representa un importante elemento de síntesis en la química C1 que puede integrarse en la carboquímica en gran medida.

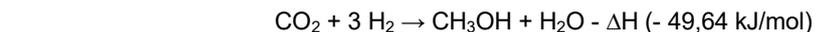
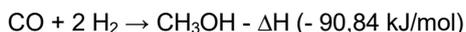
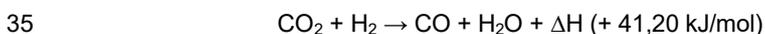
25 Otra ventaja del procedimiento de la invención es que el oxígeno obtenido en la electrólisis con energía eléctrica generada de forma renovable se puede aprovechar por completo en las modernas tecnologías de las centrales eléctricas, como el proceso de oxicomustión para generar electricidad a partir del carbón.

Ecuaciones químicas del procedimiento propuesto:

30 Electrólisis:



Síntesis de metanol:



45 Se proporciona una reducción de la carga de las grandes redes de energía eléctrica, que se caracteriza por que la energía eléctrica eólica puede producir inestabilidad en la seguridad de la red en todos los niveles eléctricos de la red disponibles en períodos de viento fuerte y carga baja y debería ofrecerse mediante la electrólisis en el procedimiento de la tecnología CO₂-Power-Carrier para utilizar el dióxido de carbono para el almacenamiento de energías renovables en forma de metanol como carga influenciada.

50 La invención se refiere a una planta de generación de energía con al menos una planta de cogeneración de electricidad y calor alimentada con portadores de generación de calor fósiles, al menos una estación de expedición o distribución, al menos una planta eléctrica accionada mediante energía eólica o hidráulica o una central solar, al menos una planta de electrólisis para descomponer agua en hidrógeno y oxígeno, al menos una estación de almacenamiento para dióxido de carbono, otra para oxígeno y otra para hidrógeno, así como al menos una planta de generación de metanol para realizar una síntesis de metanol, al menos una unidad para el almacenamiento de metanol y un enlace o interconexión para cada una de las partes de la planta y un sistema de control que permita controlar las partes de la planta para generar energía en función de la demanda eléctrica con el fin de optimizar la

55 tasa de utilización; las partes individuales de la instalación están previstas para ser dispuestas todas juntas en un único lugar. Conforme a la invención, hay una unidad tecnológica para la utilización del CO₂ y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) dispuesta dentro de un contenedor, y esta consta de:

- 60 - Una electrólisis de agua para obtener H₂ y O₂,
 - Una adsorción o absorción de CO₂ con obtención de CO₂
 - Una síntesis de metanol con almacenamiento de MeOH. Los componentes de la unidad tecnológica para la utilización del CO₂ y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) están dispuestos en diferentes módulos que se pueden unir entre sí mediante interfaces, y los componentes de la unidad tecnológica para la utilización del CO₂ y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) están dispuestos dentro de un
- 65 contenedor como mínimo.

De este modo se optimiza una planta de generación de energía que consta también de una conexión para distintos portadores de generación de energía, por ejemplo, centrales de cogeneración, hidráulicas, solares o eólicas, y, especialmente, se compensan óptimamente los picos de energía que todavía se producen actualmente en las fases de viento fuerte y baja demanda energética o en fases de poco viento y alta demanda energética. Se logra almacenar temporalmente la energía eléctrica obtenida en las plantas de generación de energía ecológica y renovable en forma de hidrógeno y metanol, así como volver a introducir el oxígeno excedente obtenido mediante una utilización óptima en la planta de generación de energía.

Todos los componentes de la planta están previstos en un único lugar, es decir, agrupados a nivel territorial. Esto tiene la ventaja de que así se ahorran desplazamientos.

La unidad tecnológica para la utilización de dióxido de carbono y el almacenamiento de hidrógeno y metanol consta de electrólisis de agua con obtención de hidrógeno y oxígeno, adsorción o absorción de dióxido de carbono con obtención de dióxido de carbono y

síntesis de metanol con almacenamiento de metanol. Esta unidad tecnológica puede ser instalada en el emplazamiento que resulte más apropiado o puede ser diseñada como unidad portátil.

Para ello, todos los componentes están previstos en una única unidad portátil. Resulta especialmente ventajoso que la unidad tecnológica para la utilización de dióxido de carbono y el almacenamiento de hidrógeno y metanol esté prevista en distintos módulos que se pueden conectar entre sí mediante interfaces.

La planta de generación de energía se caracteriza también por el hecho de que la unidad tecnológica o los módulos individuales están dispuestos o previstos en un contenedor.

A continuación, se describe la invención a través de ejemplos de ejecución. Se muestra lo siguiente:

Fig. 1: representación esquemática de la tecnología CO₂-Power-Carrier como parte del procedimiento conforme a la invención

Fig. 2: componentes técnico-procedimentales de la tecnología CO₂-Power-Carrier y su interacción

Fig. 3: diagrama de flujo del procedimiento propuesto para la producción de metanol, el almacenamiento de energía eléctrica y, en particular, una representación esquemática de la planta de generación de energía eléctrica conforme a la invención

La fig. 1 muestra una representación esquemática de la tecnología CO₂-Power-Carrier como parte del procedimiento conforme a la invención. Como se puede ver en la representación esquemática, el carbón, el gas natural o el biogás se utilizan como combustibles fósiles en calidad de producto de partida. Este está indicado esquemáticamente en el rectángulo con el signo de referencia 12. Estos combustibles fósiles se transforman en electricidad (21) en una central eléctrica o térmica, la cual está indicada con el signo de referencia 13. Esta electricidad (21) alimenta la red de baja, media o alta tensión (14). La red de baja, media o alta tensión (14) también se alimenta de electricidad procedente de plantas eólicas o fotovoltaicas, o incluso de plantas hidroeléctricas, que están indicadas esquemáticamente como plantas de generación de energía ecológica con el número de referencia 18. El número de referencia 17 indica la energía eólica, la energía hidráulica o la radiación solar en el esquema. La electricidad de la red de baja, media o alta tensión (14) se utiliza en la instalación CO₂-Power-Carrier (15), como muestra la flecha. Para ello, se introduce gas de combustión procedente de la central eléctrica o térmica (13) en la unidad de utilización del CO₂ y almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV-WMS). Lógicamente, aquí es necesario generar hidrógeno. Debido a que la producción de metanol es un proceso endógeno, se genera calor (W). Este calor y el calor residual de la central eléctrica o térmica (13) se introduce en un consumidor de calor (16) que no está descrito en detalle. Asimismo, el calor residual de la unidad de utilización del CO₂ y almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV-WMS) (15) se introduce en el consumidor de calor (16). Lo mismo sucede con el calor que se genera a partir de la energía procedente del área designada con el número de referencia 18. De este modo se logra, por una parte, un aprovechamiento óptimo de los combustibles fósiles y, por otra parte, un aprovechamiento óptimo de la energía eólica, la energía hidráulica y la radiación solar. Mediante los sistemas de control apropiados se puede controlar toda la instalación, de modo que, conforme a la invención, la energía eléctrica procedente de plantas eólicas, fotovoltaicas o hidroeléctricas alimenta la unidad de utilización de CO₂ y almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV-WMS) principalmente para obtener el hidrógeno necesario mediante electrólisis. Por lo tanto, la fig. 1 describe la posición central de la tecnología CO₂-Power-Carrier (CPCT) y la unidad (CV-WMS) con los flujos de material y energía, así como su integración en los niveles de la red eléctrica, la central eléctrica o térmica o la planta de biogás, las fuentes de energía renovable y los consumidores de calor. En conjunto, este es un ciclo cerrado que representa una utilización óptima tanto de los combustibles fósiles empleados como de la energía eléctrica obtenida a través de las fuentes de energía renovable.

En la fig. 2 se representan los componentes técnico-procedimentales de la tecnología CO₂-Power-Carrier y su interacción. Con el número 20 se representa esquemáticamente una planta de energía eólica (WEA, por sus siglas en alemán), cuya electricidad (21) alimenta la red de baja, media o alta tensión (19), o bien se introduce en la electrólisis (22). A partir de la electrólisis (22) se introduce hidrógeno en un depósito de hidrógeno (27). Además, el

oxígeno obtenido en la electrólisis se introduce en un depósito de oxígeno (23). El hidrógeno del depósito de hidrógeno (27) llega a un compresor de gas de síntesis (26) y desde ahí, a la síntesis de metanol (28). El metanol obtenido llega a un depósito de metanol (30) y desde ahí se puede embotellar o volver a introducir en la central eléctrica o térmica (25). La alimentación con combustibles fósiles, como carbón, gas natural o biogás, está indicada con el número de referencia 24. El CO₂ llega de la central eléctrica o térmica (25) al depósito de CO₂ (29) y, conforme a la invención, es introducido en la síntesis de metanol, al menos parcialmente (esto no está representado aún aquí). No obstante, el CO₂ se introduce de nuevo parcialmente en la central eléctrica o térmica (25). Esto es una parte esencial de la tecnología de oxidación. Con el número de referencia 23 se designa un depósito de oxígeno que puede almacenar el oxígeno obtenido en la electrólisis y que después lo introduce de nuevo en la central eléctrica o térmica (25) para, por un lado, garantizar un rendimiento óptimo en la combustión de los combustibles fósiles y, por otro lado, obtener un CO₂ muy puro, que es fácil de almacenar. Con el número de referencia 21 se vuelve a designar la electricidad generada. La flecha con el signo de referencia W indica el calor liberado. No obstante, la figura 2 no representa todo el complejo de la invención, sino solo un detalle, a saber, la parte inmanente de la tecnología CO₂-Power-Carrier en el procedimiento de la invención.

En la fig. 3 se representa un diagrama de flujo del procedimiento propuesto según la invención para la producción de metanol, el almacenamiento de energía eléctrica y, en especial, una representación esquemática de la planta de generación de energía eléctrica conforme a la invención. En el centro de control de red (1) de la zona de regulación correspondiente se controlan y regulan los flujos de carga para mantener la estabilidad de las redes (3) y, en particular, para integrar la producción procedente de las fuentes de energía renovable, como las plantas de energía eólica (2). La electrólisis (4) recibe su alimentación eléctrica, con el fin de reducir la carga de la red, preferentemente de la red que, no obstante, también se alimenta con electricidad de la central eléctrica (5) y otras fuentes. La electrólisis (4) produce hidrógeno, que se almacena en el depósito de hidrógeno (7), y oxígeno, que se almacena temporalmente en un depósito de oxígeno (11). De la central térmica o de cogeneración de electricidad y calor (5), que se alimenta con combustibles fósiles o biogás del depósito de gas natural, biogás o carbón (9), se emiten gases de combustión que contienen CO₂, de los cuales se captura el dióxido de carbono en una instalación de adsorción o absorción y se almacena temporalmente en un depósito de CO₂ (10). El hidrógeno y el CO₂ se mezclan y, mediante un compresor, se introducen en el gas del circuito de la instalación de metanol (6) con la presión de funcionamiento necesaria. El metanol producido se introduce en el depósito de metanol (8). Como puede verse, con ello se representa la producción de metanol conforme a la invención. Por otro lado, también puede verse que aquí se realiza un aprovechamiento óptimo de la energía eléctrica obtenida a partir de fuentes de energía renovables. Además, es evidente que con el procedimiento de la invención ahora se puede almacenar esta energía eléctrica en forma de metanol de forma eficiente en las fases en las que se genera energía eléctrica excedente y, a la vez, el consumo es muy reducido. En caso de que, por ejemplo, no se disponga de suficiente energía eólica, hidráulica o solar y, al mismo tiempo, aumente la demanda de energía eléctrica, se puede volver a utilizar este metanol de forma eficiente volviendo a introducirlo en la central térmica o de cogeneración de electricidad y calor (5). En conjunto, es evidente que de este modo se logra reducir significativamente la contaminación ambiental causada por el perjudicial CO₂ porque este se integra en el ciclo casi por completo y se puede introducir eficientemente en el proceso de producción de metanol.

Ejemplo de ejecución:

Para la realización del procedimiento propuesto para reducir las emisiones de CO₂ mediante la utilización de dióxido de carbono con hidrógeno, que mediante electrólisis de agua utilizando energía eléctrica obtenida de forma renovable, preferentemente electricidad procedente de plantas eólicas, se transforma en metanol y está representado en las figuras 1-3, se ofrece a modo de ejemplo Lubmin, Greifswald, en Mecklemburgo-Pomerania Occidental, como emplazamiento modelo.

La ventaja de este emplazamiento también es la cercanía de los centros para la gestión de la seguridad de la red y la densidad relativamente alta de demanda de calor y producción de CO₂ en la región a lo largo de la costa del mar Báltico.

La parte negativa es la ausencia de grandes cargas eléctricas en el área, que está poco poblada y relativamente poco explotada a nivel industrial. Se pueden considerar otros ejemplos.

En este emplazamiento está prevista la llegada de combustibles fósiles, en particular, hulla y gas natural, así como su explotación para producir electricidad. Está prevista la construcción de plantas eléctricas de alto rendimiento basadas en estos combustibles fósiles, que serán diseñadas de forma diferenciada: unas para el suministro del rango de carga básica y otras para el suministro del rango de carga media y alta. En el mismo emplazamiento también está prevista la conexión de energía eléctrica procedente de parques eólicos *offshore* de alto rendimiento alrededor de Rügen, con una potencia total de >2.000 MW.

En esta situación se prevén grandes flujos de carga en los períodos de viento fuerte y carga baja en dirección nort-sur y una gran sobrealimentación de las redes existentes.

Desde el punto de vista geológico, el emplazamiento de Lubmin es excelente debido a la cercanía de yacimientos

explotados de gas natural y petróleo, que han sido sellados por expertos y parecen muy apropiados para el almacenamiento subterráneo de CO₂.

5 Por ejemplo, se podría instalar una unidad de almacenamiento entre Mesekehagen y Lüssow, para lo cual una opción podría ser llevar un gasoducto de CO₂ de Lubmin a Mesekehagen.

10 En el sentido del innovador procedimiento propuesto, únicamente habría que complementar una central eléctrica con tecnología moderna de oxidación, que probablemente contenga una instalación de separación del aire y una instalación de recuperación del CO₂, con una electrólisis y una unidad de reactor y rectificación del metanol y conectarla en derivación a través de un gasoducto con el depósito subterráneo de CO₂ para producir metanol a partir de energías renovables.

15 Las empresas de servicios municipales también serían adecuadas para unir la utilización del dióxido de carbono con la ventaja de una reducción de la carga de las redes en la zona de regulación de Mecklemburgo-Pomerania Occidental (la empresa de suministro eléctrico Vattenfall Europe Transmission). Como fuente de dióxido de carbono también pueden tenerse en cuenta las plantas de biogás, en las que se produce biogás con calidad de gas natural, para lo cual se lleva a cabo un procedimiento técnico de separación del dióxido de carbono.

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para la producción de metanol mediante el uso de dióxido de carbono procedente de los gases de escape emitidos en el proceso de combustión de combustibles fósiles por centrales eléctricas, centrales de cogeneración de electricidad y calor y otros emisores seleccionados de fábricas de la industria cementera, plantas químicas, plantas siderúrgicas, instalaciones industriales y plantas de biogás o biomasa, por el cual el dióxido de carbono de los gases de escape se mezcla con hidrógeno para hacer una síntesis de metanol y transformarlo en metanol por medio de catalizadores, y **caracterizado por que** se prevé una unidad tecnológica para la utilización del dióxido de carbono y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS), que consta de
- electrólisis de agua con obtención de H₂ y O₂,
 - adsorción o absorción de CO₂ con obtención de CO₂ y
 - síntesis de metanol con almacenamiento de MeOH,
- y se facilita dentro de un contenedor en el lugar en el que haya una fuente de dióxido de carbono.
2. Procedimiento según reivindicación 1, **caracterizado por que** el dióxido de carbono procedente de los gases de escape es introducido directamente en la síntesis de metanol o bien el dióxido de carbono procedente de depósitos se introduce indirectamente en la síntesis de metanol.
3. Procedimiento según las reivindicaciones 1 o 2, **caracterizado por que** el dióxido de carbono procedente de los gases de escape de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles es absorbido o adsorbido.
4. Procedimiento según una o varias de las reivindicaciones precedentes, **caracterizado por que** el metanol producido se vuelve a introducir en el proceso de combustión de las centrales eléctricas para generar electricidad con el fin de compensar los períodos de calma del viento y el dióxido de carbono liberado en este proceso vuelve a utilizarse para la síntesis de metanol.
5. Procedimiento según reivindicación 4, **caracterizado por que** está previsto un sistema de control mediante el cual se controla la generación de la energía eléctrica en función de la demanda, de modo que, si no hay suficiente producción en las plantas de producción de energía eólica, hidráulica o solar, las plantas de generación de energía fósil son complementadas con metanol procedente del depósito de metanol para generar energía eléctrica.
6. Planta de generación de energía con al menos una planta de cogeneración de electricidad y calor alimentada con portadores de generación de calor fósiles, al menos una estación de expedición o distribución, al menos una planta eléctrica accionada mediante energía eólica o hidráulica o una central solar, al menos una planta de electrólisis para descomponer agua en hidrógeno y oxígeno, al menos una estación de almacenamiento para dióxido de carbono, otra para oxígeno y otra para hidrógeno, así como al menos una planta de generación de metanol para realizar una síntesis de metanol, al menos una unidad para el almacenamiento de metanol y un enlace o interconexión para cada una de las partes de la planta y un sistema de control que permita controlar las partes de la planta para generar energía en función de la demanda eléctrica con el fin de optimizar la tasa de utilización; las partes individuales de la instalación están previstas para ser dispuestas todas juntas en un único lugar, **que se caracteriza por que** hay una unidad tecnológica para la utilización del CO₂ y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) dispuesta dentro de un contenedor y compuesta por:
- una electrólisis de agua para obtener H₂ y O₂,
 - una adsorción o absorción de CO₂ con obtención de CO₂ y
 - una síntesis de metanol con almacenamiento de MeOH;
- los componentes de la unidad tecnológica para la utilización del CO₂ y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) están dispuestos en diferentes módulos que se pueden unir entre sí mediante interfaces, y los componentes de la unidad tecnológica para la utilización del CO₂ y el almacenamiento de hidrógeno y metanol (CV WMS) están dispuestos dentro de un contenedor.

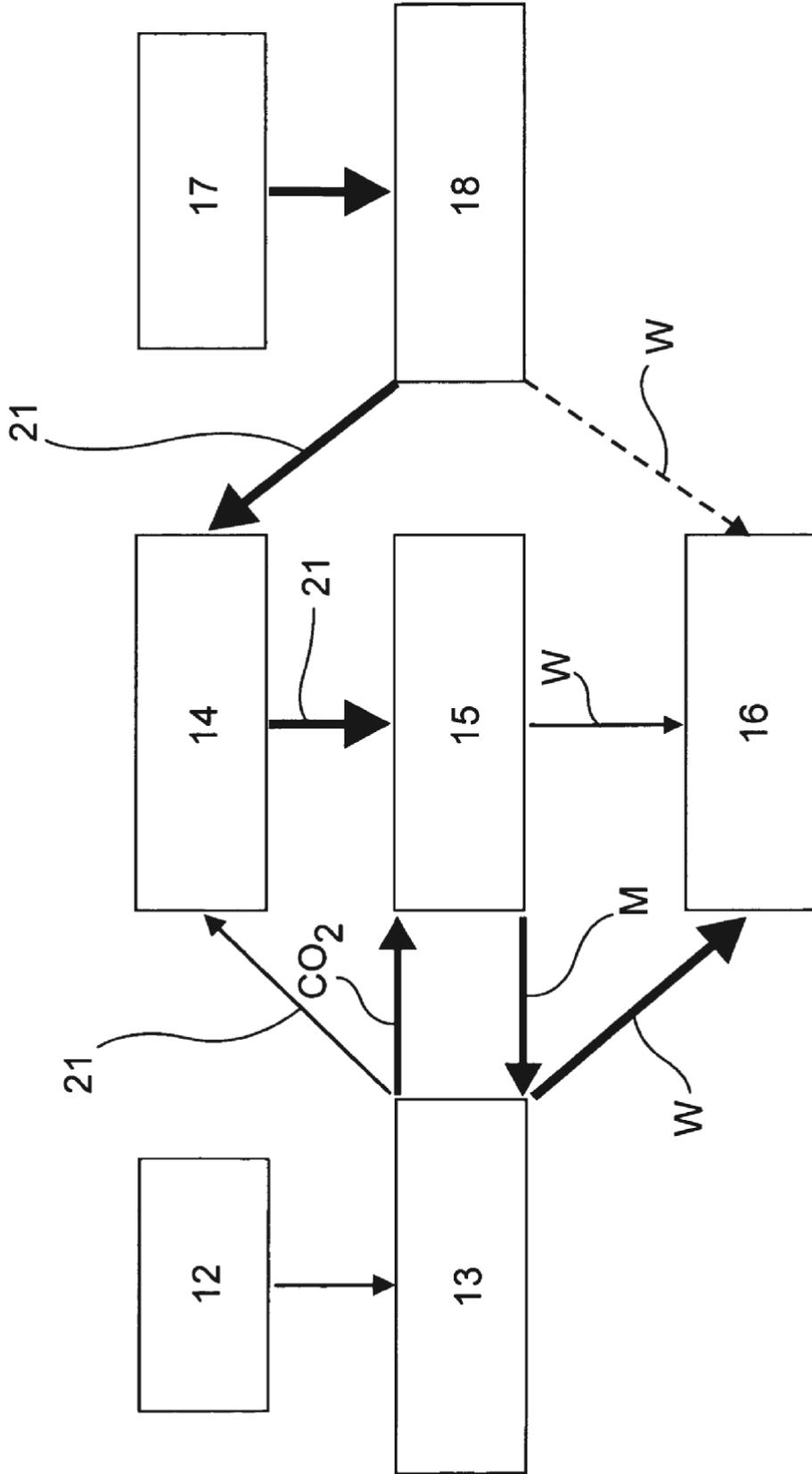


Fig. 1

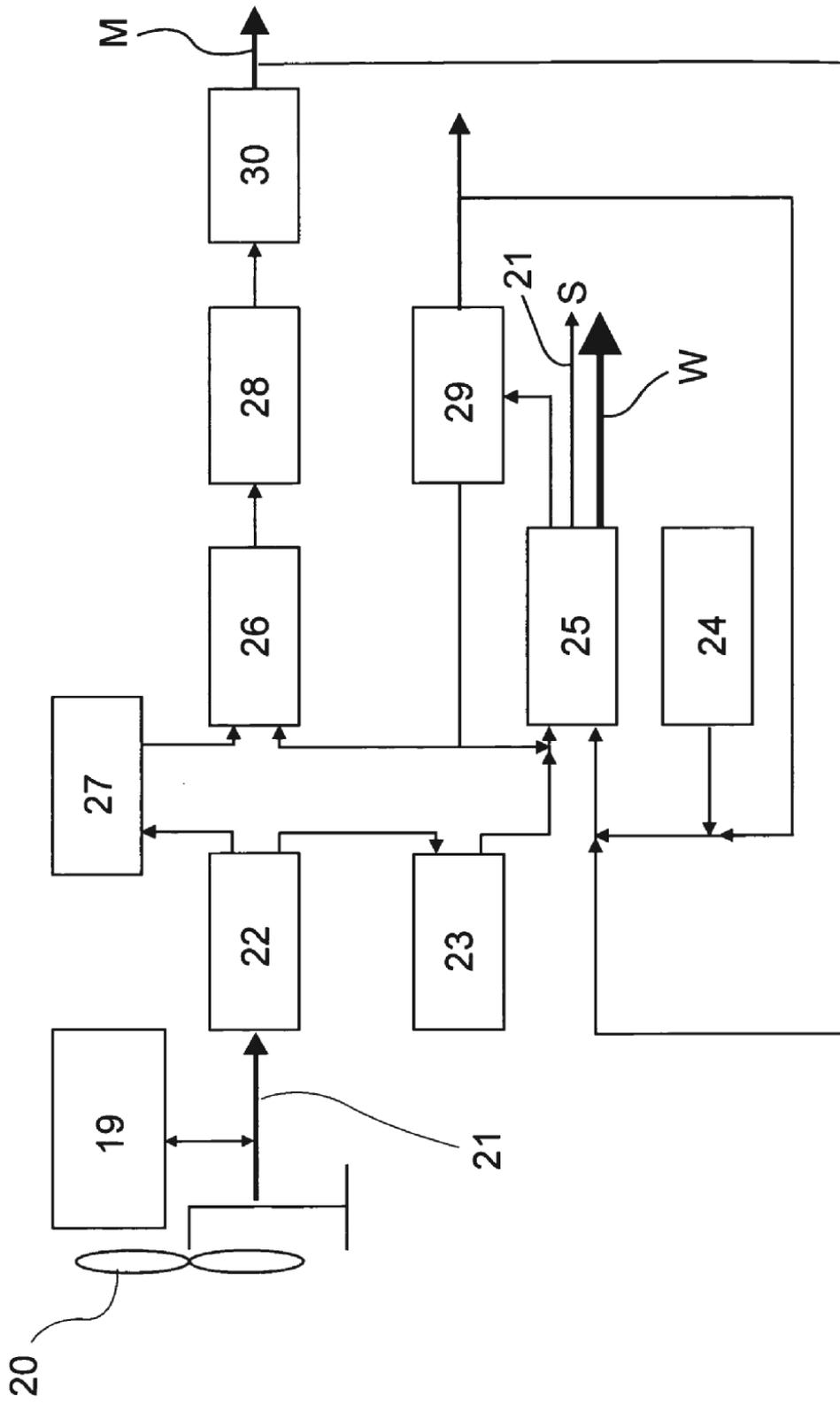


Fig. 2

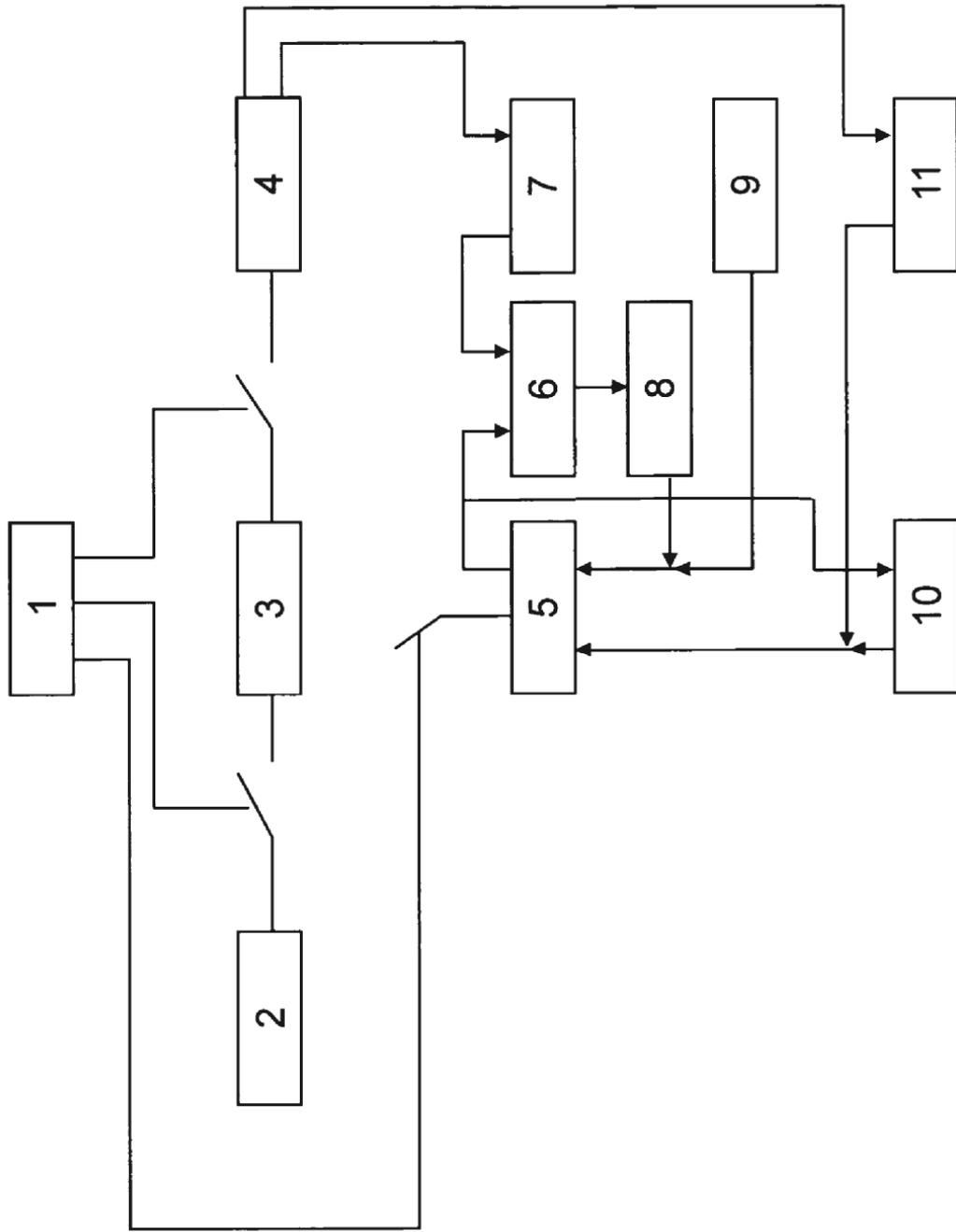


Fig. 3