

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 381 889**

51 Int. Cl.:
G01M 15/14 (2006.01)
F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 96 Número de solicitud europea: **08701350 .4**
- 96 Fecha de presentación: **09.01.2008**
- 97 Número de publicación de la solicitud: **2100031**
- 97 Fecha de publicación de la solicitud: **16.09.2009**

54 Título: **Procedimiento y dispositivo para medir, probar y/o monitorizar el rendimiento de una turbina**

30 Prioridad:
10.01.2007 EP 07075020
15.06.2007 WO PCT/EP2007/055945

45 Fecha de publicación de la mención BOPI:
01.06.2012

45 Fecha de la publicación del folleto de la patente:
01.06.2012

73 Titular/es:
**SHELL INTERNATIONALE RESEARCH
MAATSCHAPPIJ B.V.
CAREL VAN BYLANDTLAAN 30
2596 HR THE HAGUE, NL**

72 Inventor/es:
HABETS, Gilbert Lucien Gertrud Marie

74 Agente/Representante:
Ungría López, Javier

ES 2 381 889 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 y dispositivo para medir, probar y/o monitorizar el rendimiento de una turbina.

5 La presente invención se refiere a un procedimiento de monitorización del estado (rendimiento) de una turbina, tal como una turbina accionada por un fluido, por ejemplo una turbina impulsada por viento o líquido. En otro aspecto, la invención se refiere a un sistema de turbina.

Es necesario inspeccionar regularmente una turbina para reducir la posibilidad de experimentar un fallo inesperado. La frecuencia de la inspección de la turbina se determina generalmente por el requerimiento de que debe ser tal como se requiere para mantener el equipo y para asegurar su función operativa. Normalmente se recomienda una frecuencia de una vez por año.

10 Las turbinas hidráulicas pueden ser utilizadas para expandir el gas natural licuado desde una presión elevada (típicamente entre 40 bar y 150 bar) hasta aproximadamente la presión atmosférica. Puesto que las velocidades de flujo volumétrico del gas natural licuado que fluye a través de las turbinas son del orden de 500 m³/hora, el tamaño de tales turbinas es grande.

15 La inspección de una turbina tan grande es muy laboriosa, y asociada con este tipo de inspección hay una pérdida de producción de gas natural licuado. Por otro lado, existen grandes consecuencias asociadas con un fallo de un componente de dicha turbina.

Por lo tanto hay una necesidad de un procedimiento simple de vigilancia del estado de una turbina, que se traduce en una valoración cualitativa de la condición. Con la base en esta evaluación, se puede evaluar si la inspección se justifica.

20 En un aspecto, la invención proporciona un procedimiento de vigilancia del estado de una turbina, que comprende las etapas de:

- determinar una característica de potencia de salida inicial no neta de la turbina;
- permitir que la turbina funcione durante una cantidad de tiempo;
- determinar una nueva característica de potencia de salida no neta de la turbina, y

25 - comparar la nueva característica de potencia de salida no neta de la turbina con la característica de potencia de salida inicial no neta de la turbina, en donde las diferencias en las características de potencia de salida no netas dan indicaciones acerca de la condición de la turbina.

En otro aspecto de la invención, proporciona un sistema de turbina que comprende:

- 30 - una turbina accionable por un flujo de fluido, teniendo dicha turbina un eje de salida al que suministra una potencia de salida durante la operación;
- medios de medición dispuestos en la turbina para medir los parámetros de funcionamiento de la turbina;
- una unidad de vigilancia para vigilar la condición del tren de turbina, cuya unidad de vigilancia está conectada a los medios de medición, dicha unidad de vigilancia comprende una memoria en la que se almacena una característica de potencia de salida no neta inicial de la turbina, así como medios informáticos para calcular
- 35 una nueva característica de potencia de salida no neta de la turbina-tren generador basada en los parámetros operativos medidos, y un comparador para comparar la nueva característica de potencia de salida no neta con la nueva característica de potencia de salida no neta.

La invención se ilustrará ahora con más detalle, y a modo de ejemplo y con referencia a realizaciones y los dibujos, en los cuales:

40 La figura 1 muestra esquemáticamente curvas sin carga en un diagrama de flujo de tipo cabeza de una turbina;

La figura 2 muestra esquemáticamente una característica de rendimiento de una turbina hidráulica típica funcionando a velocidad variable;

La figura 3 muestra esquemáticamente un ejemplo típico de una característica sin carga en tres dimensiones;

45 La figura 4 muestra esquemáticamente la característica sin carga de la figura 3 en dos dimensiones (flujo sin carga y cabeza sin carga) con una curva de entrada de potencia de intersección;

La figura 5 muestra esquemáticamente una característica sin carga para la relación entre la velocidad sin carga y el flujo sin carga;

- La figura 6 ilustra el mejor punto de rendimiento de la turbina hidráulica con respecto a la característica sin carga;
- La figura 7 muestra esquemáticamente una característica sin carga en dos dimensiones (flujo de masa sin carga vs. cabeza sin carga) para un fluido de dos fases y para un líquido de fase única;
- 5 La figura 8 muestra esquemáticamente una característica sin carga en dos dimensiones (flujo de masa sin carga vs. velocidad de la turbina sin carga) para un fluido de dos fases y para un líquido de fase única;
- La figura 9 ilustra la determinación de una cabeza clasificada por medio de una característica sin carga y una característica de no velocidad de la turbina;
- 10 La figura 10 muestra esquemáticamente una realización preferida de un dispositivo para medir un par de eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina;
- La figura 11 muestra esquemáticamente otra realización preferida de un dispositivo para medir un par de eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina;
- La figura 12a muestra esquemáticamente otra realización preferida de un dispositivo para medir un par de eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina utilizando una placa;
- 15 Figura 12b muestra esquemáticamente una vista desde arriba de la placa;
- La figura 13 muestra esquemáticamente una representación esquemática de un sistema de turbina de acuerdo con la invención;
- La figura 14 muestra esquemáticamente otra representación esquemática de un sistema de turbina de acuerdo con la invención;
- 20 La figura 15 muestra esquemáticamente una disposición típica de una turbina eólica;
- La Figura 15a muestra esquemáticamente un detalle de la figura. 15, y
- La figura 16 muestra una representación esquemática de la optimización de activos operativos.
- En esta memoria se describen procedimientos y dispositivos para medir (de forma fiable y precisa) un conjunto de datos que pueden ser utilizados para probar, operar y vigilar el rendimiento de las turbinas. Ambos términos "rendimiento" y "condición" de una turbina se utilizan indistintamente en la especificación y las reivindicaciones.
- 25 Los procedimientos y dispositivos descritos son aplicables a todos los tipos de turbinas que están energizadas por un flujo de fluido en la entrada y que convierten la energía de este flujo de entrada en energía de rotación que se puede utilizar desde el eje, y puede ser utilizado para determinar el rendimiento de la turbina y/o para determinar el mejor flujo de eficiencia para el funcionamiento de la turbina.
- 30 En un aspecto, se propone un procedimiento de vigilancia del estado de una turbina, que comprende las etapas de determinar una característica de potencia de salida no neta inicial, permitiendo que la turbina funcione durante una cantidad de tiempo, determinar nueva característica de potencia de salida no neta y comparar la nueva característica de potencia de salida no neta con la característica de potencia de salida inicial no neta, en donde las diferencias en las características de potencia de salida no netas dan indicaciones acerca de la condición de la turbina.
- 35 En base a dichas diferencias, puede ser determinada la condición de la turbina. Por lo tanto se puede hacer una evaluación cualitativa de la condición de la turbina, que puede ser utilizada para evaluar la necesidad de inspeccionar físicamente la turbina.
- Así, la característica de potencia de salida no neta inicial se utiliza como una característica de referencia, o una característica de verificación, de la turbina en cuestión. Una ventaja de este procedimiento es que cualquier nueva característica de potencia de salida no neta (en adelante también puede ser denominada "curva de potencia de salida no neta" de la turbina) se compara así con una característica de referencia fija o característica de verificación en la forma de la característica de potencia de salida no neta inicial (por ejemplo, sin carga).
- 40 Las características de potencia de salida no netas se pueden obtener en la forma de una característica sin carga o una característica sin velocidad. Una característica sin carga idealmente se refiere a una condición en la que la turbina se hace funcionar a un par de cero. Por ejemplo, la característica de potencia no neta inicial, que puede ser una característica de no carga inicial, puede ser la característica de potencia no neta (tales como la característica sin carga) como se determinó en la fábrica después de haber completado la turbina, o determinarse inmediatamente después de la instalación de la turbina o después de una revisión importante de la turbina.
- 45 Las características de una turbina son, en principio, determinadas por tres parámetros, la cabeza, la velocidad de flujo y la velocidad de la turbina, y pueden ser representados en la forma de una curva en un gráfico que traza
- 50

cualquier función de parametrización de estos tres parámetros contra cualquier otra función de parametrización de estos tres parámetros. Los ejemplos más comunes son curvas trazadas en la cabeza contra la velocidad de flujo, velocidad de la turbina contra la velocidad de flujo y velocidad de la turbina contra la cabeza. Sin embargo, pueden ser utilizadas otras funciones de parametrización derivadas.

- 5 La figura 1 muestra la característica de funcionamiento de una turbina hidráulica típica que funciona a velocidad variable. El mapa de rendimiento se compone de varias curvas de rendimiento que muestran la relación entre la cabeza H , flujo Q y velocidad de rotación N de la turbina.

La cabeza H se traza a lo largo del eje vertical (eje y) y la velocidad de flujo Q se representa frente al eje horizontal (eje x).

- 10 La cabeza generalmente se entiende como la diferencia entre las entalpías específicas del fluido a la entrada y la salida de la turbina, respectivamente, y la velocidad de flujo se entiende generalmente que representa la velocidad de flujo del fluido en el extremo de descarga de la turbina.

En caso de líquidos incompresibles, Q es el símbolo de la velocidad de flujo volumétrico, por ejemplo, expresado en metros cúbicos por hora, y H es el símbolo de la cabeza diferencial, por ejemplo, expresada en metros.

- 15 En caso de fluidos compresibles, en particular mezclas de líquido-vapor, Q es el símbolo de la tasa de flujo de masa, por ejemplo, en kilogramos por segundo, y H es la diferencia de presión, por ejemplo, en megapascuales, entre la entrada y la salida de la turbina.

La curva a la que se hace referencia con el número de referencia 1 es la característica de no carga inicial de la turbina, que en el presente ejemplo es la cabeza H como una función de la velocidad de flujo Q . La curva referida con la referencia numérica 1a es la nueva característica de no carga de la turbina obtenida después de la turbina ha funcionado durante una cantidad predeterminada de tiempo.

- 20 Cuando la condición de la turbina se ha deteriorado, la nueva característica 1a de no carga está situada en el lado derecho de la característica de no carga inicial 1. La magnitud de este desplazamiento dará una valoración cualitativa de la condición de la turbina, y por lo tanto, se puede evaluar si la inspección está garantizada.

- 25 A pesar de que una curva de no carga puede ser fácilmente obtenida, en la práctica la totalidad de la nueva curva de no carga no necesita ser determinada; sólo unos pocos puntos de esta curva pueden ser suficientes para dar la información requerida. En teoría, se requiere sólo un punto de la nueva curva de no carga, y como la carga H es proporcional al cuadrado de la velocidad de flujo Q , la nueva curva de no carga puede ser construida. Sin embargo, se prefiere determinar al menos dos o tres puntos de la nueva curva de no carga.

- 30 En el caso de que la turbina esté conectada a un generador eléctrico, la curva de no carga se puede determinar cuando el generador eléctrico no suministra energía eléctrica de modo que el par de frenado es prácticamente cero.

Con referencia ahora a la Figura 2, la característica de no carga 1 es la línea divisoria de la envoltura de rendimiento de la turbina correspondiente con una condición de no carga de la turbina en el área de flujo bajo. En esta condición la turbina produce una potencia de salida neta y toda la energía de entrada hidráulica se utiliza para hacer girar la turbina a una cierta velocidad con pérdidas correspondientes.

- 35 La característica de no velocidad 2 es la línea divisoria del envoltorio de rendimiento de la turbina correspondiente con una condición no giratoria de la turbina. En esta condición la turbina está en reposo y operando como un orificio.

A lo largo de la característica 1, la turbina produce un par de salida no neto y, por lo tanto, una potencia no neta. A lo largo de la característica 2, la turbina produce un par máximo, pero ninguna potencia neta debido a que la velocidad de rotación es igual a cero. El campo operativo de la turbina está limitado entre 1 y 2, y a lo largo de la característica de mejor eficiencia 3 se consigue la máxima eficiencia definida como salida de potencia durante la entrada de potencia.

- 40 Las líneas de rendimiento típico 4, 5, 6 a velocidades constantes son aproximadamente paralelas entre sí y con la característica de no velocidad 2. Con una velocidad en aumento las curvas de velocidad constante 4, 5, 6 se mueven a valores de cabeza más altos.

La mejor característica de eficiencia 3 intersecta con cada curva de velocidad constante 4, 5, 6 en un punto de intersección correspondiente. Este punto es el punto de mejor eficiencia para una determinada velocidad. Cada uno de estos puntos tiene un cierto flujo Q , cabeza H y velocidad N que se llama flujo nominal Q_R , cabeza nominal H_R y la velocidad nominal N_R , ya que el punto nominal generalmente es también el punto de mejor eficiencia.

- 50 La característica de no carga 1 intersecta con cada curva de velocidad constante 4, 5, 6 en otro punto de intersección correspondiente. Cada uno de estos puntos tiene un cierto flujo Q , cabeza H y velocidad N , que se llama flujo de no carga Q_O , cabeza de no carga H_O y velocidad de no carga N_O .

Se ha contemplado que los parámetros de rendimiento de una turbina aplicables a su envoltorio operativo completo,

- y para una condición cuando se está produciendo una potencia de salida neta, puede determinarse a partir sólo de sus parámetros de funcionamiento característicos en el modo de producción de potencia de salida de no net. Así, simplemente midiendo sus parámetros de funcionamiento característicos en el modo de producción de potencia de salida no net puede ser suficiente. La respuesta de rendimiento de una turbina en condiciones de no carga o
- 5 condiciones de no velocidad se puede medir cuando se someten a los valores conocidos de la entrada para flujo, cabeza, energía hidráulica y las propiedades del fluido.
- La presente invención se basa en la idea de que el diseño mecánico y geométrico de la turbina y las propiedades termo-físicas del fluido determinan la forma de las características 1 y 2. Ambas características 1 y 2 determinan la forma de la característica de mejor eficiencia 3.
- 10 Es importante señalar que tanto la característica de no carga 1 y la característica de no velocidad 2 se miden y registran durante el modo de funcionamiento sin ninguna producción neta de energía o sin generador eléctrico energizado. Ambos determinan la característica de mejor eficiencia 3 para la cual se produce la potencia con la mejor eficiencia. Por lo tanto, cualquier cambio en la forma de 1 y/o de 2 tiene un efecto directo sobre la forma de 3 y en el rendimiento operativo completo.
- 15 Esto significa que antes de que una turbina esté funcionando en un modo de energía, mediante el cual suministra energía neta en el eje, sus características pueden ser completamente definidas. Para una turbina que se instala en una aplicación industrial o doméstica o de servicios públicos y que ha sido objeto de una revisión de mantenimiento, el rendimiento puede ser verificado antes de su puesta en servicio de nuevo sin tener que activarla primero.
- Otra opción preferible es la verificación periódica de la característica de rendimiento de las turbinas o variaciones de
- 20 las mismas, que puede ser ejecutada en cualquier intervalo de tiempo sin tener que quitar la turbina de su posición instalada, pero mediante la operación meramente en una condición de no carga.
- En una realización preferida, se propone medir y registrar la característica de no carga y/o la característica de no velocidad de las turbinas que están operando en el campo a intervalos de tiempo determinados y compararla con una o más características determinadas previamente. Cualquier variación de estas características es una medida
- 25 directa de la condición interna de una turbina hidráulica y eliminará la necesidad de desmontar una turbina y una inspección visual de sus componentes internos a intervalos regulares para evaluar su condición.
- La medición y registro de la característica de no carga y/o la característica de no velocidad de una turbina que opera en el campo puede ser realizada mediante una unidad dedicada, tales como una unidad de rendimiento y vigilancia. Esta unidad puede realizar la recogida de datos, el análisis de datos y el cálculo. La unidad de vigilancia para vigilar
- 30 el rendimiento y la condición de la turbina está preferentemente integrada en una unidad de control de la turbina.
- Los procedimientos de la presente invención pueden proporcionar una evaluación verdadera y fiable del rendimiento en línea y del estado de las turbinas que resultan en importantes reducciones de costes de funcionamiento y mantenimiento.
- La aplicación de los procedimientos y aparatos y sistemas descritos en este documento incluye, pero no se limitan a,
- 35 todos los tipos de turbinas en el agua y cualquier turbina de fluidos, turbinas eólicas, expansores de gas y expansores turbo.
- La aplicación de la invención puede incluir, pero no se limita a, todos los tipos de equipos rotativos que están siendo energizados desde un flujo de fluido que resultan en un par desde su eje. Las características que se miden son firmas específicas y son una medida de su rendimiento.
- 40 Sin embargo, en particular, la aplicación de los procedimientos y aparatos descritos aquí se contempla para las turbinas que se utilizan para la expansión de líquidos criogénicos tales como el gas natural licuado o refrigerantes usados para enfriar y producir gas natural licuado, y para las turbinas de servicios en las plantas de potencia hidroeléctrica.
- En la práctica, las turbinas, por ejemplo, las turbinas criogénicas, pueden tener el generador integrado con el eje de
- 45 la turbina, es decir, sin acoplamiento separado en el medio. Para aquellas unidades la característica de no carga para toda la turbina/conjunto de tren del eje del generador se puede medir como si se tratara de una unidad, con lo que las pérdidas serán un compuesto de ambos generador/turbina. Para aquellas turbinas con acoplamientos de eje separados, el acoplamiento se puede desconectar, esto le dará la característica de no carga de la turbina pura. Sin embargo acoplamiento puede permanecer conectado y todo el tren se mide como si fuera una unidad.
- 50 La característica de no carga (por ejemplo, la línea 1 en la Figura 2) de una turbina hidráulica es en general una curva tridimensional con los ejes de flujo de no carga Q_0 , velocidad de no carga N_0 y cabeza de no carga H_0 .
- La figura 3 muestra un ejemplo típico de esa característica de no carga en tres dimensiones. En el caso de fluidos incompresibles con baja viscosidad como el agua, aire licuado, nitrógeno licuado, oxígeno licuado, dióxido de carbono licuado o gas natural licuado, la cabeza de no carga H_0 es proporcional al cuadrado del flujo de no carga Q_0
- 55 y proporcional al cuadrado de la velocidad de no carga N_0 .

$$H_0 = \gamma Q_0^2$$

$$H_0 = \delta Q_0^2$$

La relación entre el flujo de no carga y la velocidad de no carga es constante e igual a λ .

$$Q_0 / N_0 = \lambda$$

- 5 γ , δ y λ son constantes específicas de no carga para las características de no carga. Al comparar estas constantes en diferentes momentos de funcionamiento de la turbina, la condición de la turbina puede ser determinada.

Como se ha descrito, la característica de no carga no produce ninguna salida de potencia neta y consume totalmente la entrada de potencia hidráulica para mantener su rotación a ciertas velocidades. La entrada de energía hidráulica es proporcional al producto de $H \times Q$ y las líneas de potencia de entrada constante son hipérbolas.

- 10 La figura 4 muestra la característica de no carga 1 en las dos dimensiones Q y H . La curva de entrada de potencia constante hiperbólica 7 interseca con la curva de no carga en el punto original de no carga (Q_{01} ; N_{01} ; H_{01}). Si el punto de intersección de una característica de no carga correspondiente con otro estado de la turbina hidráulica para una idéntica velocidad de no carga N_0 se desplaza al campo por encima de la curva 7, entonces la turbina consumirá más potencia de entrada. Esto es una indicación directa de pérdidas hidráulicas o mecánicas adicionales, por ejemplo, las restricciones de flujo adicionales, ensuciamiento potencial o bloqueo de caminos de paso de fluido o roce del rotor o deterioro de rodamientos. Si los puntos de intersección nuevos están por debajo de la curva 7 entonces se consume menos energía. Esto es una indicación directa de una reducción de las pérdidas hidráulicas o mecánicas, por ejemplo, aumento de las fugas internas o externas, aumento de la apertura de los conductos de fluido o similares. Los cambios en las formas de pasaje de fluido de turbinas hidráulicas debido a la corrosión, erosión, abrasión o cavitación alterará la característica de no carga. Tales cambios serán detectados. En espera de
- 15
- 20 en qué lugar dentro de la turbina hidráulica se producen dichos cambios a los conductos de fluido y en qué grado y medida, el punto de intersección correspondiente a la condición alterada se puede mover en cualquier dirección.

La figura 5 muestra la característica de no carga en dos dimensiones N_0 , Q_0 . Es una línea con la pendiente λ :

$$\lambda = Q_0 / N_0$$

- 25 La constante λ depende del diseño del rodete de la turbina y mide la diferencia entre el momento angular del fluido en la entrada y la salida del rodete. Lo cual es igual a la torsión generada por la turbina. Por la característica de no-carga con el par de salida neta cero, λ es igual a Q_0/N_0 . Cualquier cambio en la pendiente λ directamente indica un cambio en la generación de energía de la turbina.

- 30 Al medir los niveles de vibración mecánica y espectros de frecuencia relacionados del sistema rotor-rodamiento de la turbina hidráulica para las condiciones operativas correspondientes con la curva de no carga y comparándolos con los niveles de vibración y espectros de frecuencia obtenidos previamente bajo condiciones similares, se hace posible detectar con precisión indicaciones tempranas de las condiciones mecánicas de deterioro del sistema de rodamientos del rotor de la turbina hidráulica. Dichas alteraciones se pueden detectar a partir de los cambios en los niveles de vibración y espectros de frecuencia antes de que la turbina se active y potencialmente puede evitar daños
- 35 más graves, mientras que cuando está operando bajo carga durante la cual los fallos y sus consecuencias potencialmente pueden tener un impacto más grave sobre los equipos y los costos empresariales. Cualquier cambio en los niveles de vibración produce también cambios en la energía de entrada dado que las vibraciones son pérdidas mecánicas y pueden ser detectadas en la característica de no carga descrita en la Figura 4.

- 40 En otros aspectos, la invención se refiere a procedimientos para la determinación del mejor flujo de eficiencia (Q_R), y opcionalmente también la cabeza de mejor eficiencia, para accionar una turbina, tal como una turbina hidráulica, a una cierta velocidad de la turbina para un modo en que produce una potencia de salida neta. El mejor flujo de eficiencia se determina utilizando por lo menos:

- la rotación de un rodete de turbina de la turbina;
 - medir el flujo de no carga de la turbina en un modo de funcionamiento de no carga para una cierta velocidad de la turbina, y
 - la determinación del mejor flujo de eficiencia para que la velocidad de la turbina multiplicando el flujo de no carga medido por $(1 + r_1/r_2)$, en donde r_1 es el radio exterior del rodete de la turbina y r_2 es el radio interior del rodete de la turbina.
- 45

- 50 La turbina puede ser una turbina accionada por un fluido, tal como una turbina accionada por viento o accionada por líquido, que comprende un rodete de la turbina rotativo.

Después de que el flujo de mejor eficiencia se ha determinado, la cabeza de mejor eficiencia en la turbina también puede ser determinada para dicho modo en el que produce una potencia de salida neta. Con este fin:

- una característica de no carga de la turbina se determina mediante la operación de la turbina en una condición de no carga, mientras que es sometida a los valores de entrada conocidos para el flujo, la cabeza, la energía hidráulica y las propiedades del fluido durante la medición de los parámetros de rendimiento y midiendo el flujo de no carga (Q_0) y la cabeza de no carga (H_0) para diferentes velocidades de no carga (N_0);
- 5 - una característica de no velocidad de la turbina se determina mediante la operación de la turbina en una condición de no velocidad, mientras que es sometida a los valores de entrada conocidos para el flujo, la cabeza, la energía hidráulica y las propiedades del fluido durante la medición del flujo de no velocidad y la cabeza de no velocidad ,
- la característica de no velocidad se desplaza hacia arriba hasta que en el flujo de no carga (Q_0) para la
- 10 velocidad de que se trate la característica de no velocidad desplazada y la característica de no carga se cruzan,
- en el mejor flujo de eficiencia (Q_R), la mejor eficiencia de la cabeza (H_R) se determina por la velocidad que se trate.

15 La figura 6 muestra el punto clasificado R que es también el mejor punto de eficiencia de la turbina hidráulica. La ecuación de turbina de Euler requiere para el punto de mejor eficiencia R que el momento angular del fluido en la salida del rodete de la turbina hidráulica bajo condiciones ideales es igual a cero, lo que significa que la velocidad de salida angular es cero.

20 La velocidad angular del fluido en la entrada del rodete de la turbina hidráulica corredor bajo condiciones ideales es igual a la velocidad circunferencial (puede ser utilizada la velocidad punta) de la entrada del rodete de la turbina hidráulica para evitar pérdidas de fluido de entrada. Con r_1 como el radio exterior del rodete de la turbina hidráulica y r_2 como el radio interior del rodete de la turbina hidráulica, N_R como la velocidad nominal, Q_R como el flujo nominal, N_0 como la velocidad de no carga para el flujo de no carga $Q_{OR} = Q_R$, el momento angular de entrada $r_1 N_R$ es igual a la salida del momento angular $r_2(N_{OR} - N_R)$ en el punto característico de no carga (Q_{OR} ; N_{OR} ; H_{OR}).

$$r_1 N_R = r_2 (N_{OR} - N_R)$$

25 Esta condición conduce a la relación

$$N_{OR} / N_R = 1 + r_1 / r_2 \quad \text{o} \quad N_{OR} = N_R (1 + r_1 / r_2)$$

La intersección de la característica de rendimiento de velocidad nominal con la característica de no carga da los valores para el punto de no-carga (Q_{OR} ; N_{OR} ; H_{OR}), donde $N_0 = N_R$ en este punto. Como se describe en la Figura 3 se sabe que

30
$$Q_R / Q_0 = N_{OR} / N_R$$

Mediante la medición de Q_0 y $N_0 = N_R$ en la característica de no carga, el valor de la mejor eficiencia o nominal de flujo Q_R se puede determinar sin producir energía.

$$Q_R = Q_0 (1 + r_1 / r_2)$$

35 Esto proporciona la posibilidad de operar la turbina hidráulica en el mejor punto de eficiencia que se determina bajo condiciones de no carga. Esto reduce la complejidad y los costes de las pruebas de la turbina hidráulica en el banco de pruebas de los fabricantes al no producirse potencia de salida no net, mientras que los mejores puntos de eficiencia para todo un rango de velocidades de operación puede determinarse con precisión a través de mediciones indirectas.

40 No es posible determinar la mejor eficiencia correspondiente o cabeza nominal H_R con la característica de no carga. La determinación de la cabeza nominal H_R es también posible mediante la medición y registro de una característica no velocidad.

La característica no velocidad, tal como se describe en la Figura 2 es una curva en las dos dimensiones Q y H, ya que la velocidad N es igual a cero. La Figura 9 muestra una típica característica de no velocidad para líquidos incompresibles con baja viscosidad como el agua o el gas natural licuado.

45 Los valores de flujo Q y la cabeza H para de la característica de no velocidad se denominan Q_N y H_N . Dado que la turbina no rotativa es prácticamente como un orificio en la corriente de fluido, se sostiene la siguiente relación

$$H_N = \alpha Q_N^2$$

50 α es una constante y es la constante del orificio de la turbina. La característica de no velocidad puede ser medida y registrada mediante el bloqueo del rotor con un dispositivo que no permite la rotación del rotor, pero permite a lo sumo sólo pequeños movimientos axiales del rotor y movimientos angulares muy pequeños.

Como se describe en la Figura 2, las curvas de velocidad constante 4, 5, 6 son paralelas a la característica de no velocidad. Mediante la medición de la característica de no velocidad 2 y el análisis de los datos junto con los datos de la característica de no carga como en la Figura 6, puede ser determinada la cabeza de mejor eficiencia o nominal H_R para el flujo nominal Q_R .

- 5 Esto puede lograrse moviendo la característica de no velocidad paralela en la dirección de cabeza incrementada H hasta la intersección del punto de no carga con la velocidad $N_0 = N_R$.

H_R es la cabeza en esta característica desplazada de no velocidad, que es entonces igual a la curva de velocidad nominal constante.

- 10 Al medir el par generado por el fluido que pasa a través de la turbina durante el funcionamiento del rotor bloqueado, el valor del par T_N es proporcional al cuadrado del flujo Q_N

$$T_N = \tau Q_N^2$$

- 15 Conociendo la constante τ , es posible determinar el par del eje y la potencia en el eje para el funcionamiento normal de la turbina. Conociendo la potencia en el eje mecánico, la potencia eléctrica de salida del generador y la entrada de energía hidráulica, la eficiencia del generador eléctrico y la eficiencia de la turbina pueden ser determinadas de forma independiente.

En todavía otro aspecto, la invención se refiere a dispositivos para la medición de un par de eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina.

- 20 Para medir el par de una turbina hidráulica en una condición de no velocidad, es decir, cuando está en reposo pero sin embargo el flujo hidráulico completo está actuando en la turbina, se requiere un dispositivo que impide la rotación, es decir que bloquea el eje, y simultáneamente mide el par del eje de la turbina.

- 25 De este modo se proporciona un dispositivo para medir un par del eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina. En un primer grupo de realizaciones, el dispositivo comprende una rueda dentada que está unido al eje de la turbina, y un elemento dentado que está unido a un sensor de medición de fuerza, en el que dicha rueda dentada y el elemento dentado se acoplan mutuamente y permiten un ligero movimiento axial del eje de la turbina.

El elemento dentado puede ser proporcionado por ejemplo en forma de un piñón conectado a un sensor de medición de par, o en forma de un engranaje de cremallera unido a una célula de carga.

- 30 En la práctica, pueden ocurrir pequeños movimientos axiales del conjunto de rotor con el fin de ajustar el equilibrio de empuje para diferentes condiciones operativas. Por consiguiente, es preferible tener un dispositivo que permite el pequeño movimiento axial y movimientos angulares muy pequeños.

- 35 Una primera realización del dispositivo para la medición de un par de eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina, se muestra en la Figura 10. Se muestra parte de una turbina 14 con una salida de flujo 14a y un eje de turbina 15. El dispositivo comprende un par de engranajes 11, 12 para ejes paralelos. La rueda dentada grande 11 está montada en un extremo del eje de turbina 15 y el piñón más pequeño 12 está montado en un eje paralelo 12a que incluye el dispositivo de medición.

El eje 12a con el piñón está conectado a un sensor de par de reacción 13, que puede ser de tipo industrial y/o con bridas. El eje de piñón 12 permite movimientos axiales del rotor de la turbina 14 y mide el par de la turbina 14 durante el funcionamiento sin velocidad. Con un accionador operado por control remoto (no mostrado), el eje 12a con el piñón 12 y el sensor de par 13 puede ser movido dentro y fuera de la rueda dentada grande 11.

- 40 Una segunda realización del dispositivo para la medición de un par de eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina se muestra en la Figura 11. Se utiliza un engranaje redondeado grande 16 acoplado con un engranaje de cremallera recta 17. El engranaje de cremallera 17 puede acoplarse con la rueda dentada 16 y movido dentro y fuera por medio de un accionador operado a distancia (no mostrado). Durante las mediciones de la torsión del engranaje de giro 16 se transfiere a la cremallera 17 en una fuerza lineal y a partir de ahora una célula de carga 18.

- 45 En otro grupo de realizaciones de dispositivos para medir un par eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina, el dispositivo comprende una placa con una porción exterior, una porción central, y elementos a modo de radios que conectan la parte exterior y la porción central y definir aberturas relativamente grandes entre ellas, dicha placa es acoplable en su parte externa a una carcasa de turbina en su porción central en el eje de la turbina, y en donde se proporcionan medidores de deformación en los elementos de a modo de radios para medir una deflexión tangencial de los elementos a modo de radios debido a un par aplicado por el eje de la turbina.

Como un ejemplo se presenta una tercera realización de un dispositivo para medir un par de eje para determinar una característica de no velocidad de una turbina, que utiliza una placa plana 20 con aberturas muy grandes 25 (véanse

las figuras 12a y b) que permiten que el flujo pase sin obstáculos importantes. Esta placa 20 puede estar unida por medio de pernos 23 o similares a una carcasa de turbina 19 en el perímetro 21 y al eje de la turbina 15 en una porción central 22. Las aberturas 25 están formadas por la porción exterior 21, la porción central, y uno o más elementos a modo de radios que se extienden radialmente 26 que conectan la porción central 22 y la porción exterior 21. La placa 20 está provista de los medidores de deformación 24 previstas en los elementos a modo de radios 26 y totalmente calibrados para medir la deformación tangencial en ciertos lugares predeterminados. La calibración puede ser realizada en una plantilla, mientras se sumerge en el líquido a la temperatura que sirve como medio de prueba para tener la compensación completa de temperatura.

La placa 20 puede ser relativamente delgada, por ejemplo aproximadamente de 5 mm de espesor, y preferiblemente puede estar hecha de acero inoxidable (SS) o aluminio (A1). Su geometría le brinda la característica de ser muy rígido en direcciones tangenciales y radiales, siendo sin embargo muy flexible en la dirección axial, en donde la dirección axial es la dirección perpendicular a la superficie de la placa. La rigidez en la dirección tangencial/radial y la dirección axial serán órdenes de magnitud de diferencia. Esto fijará el eje en dirección radial, evitará la rotación de una manera segura y no presentará obstrucciones a los movimientos axiales, por ejemplo, por la expansión material y los movimientos axiales de los rodamientos. Es un dispositivo de medición calibrado, sin histéresis, sin fricción ni obstrucción al flujo. Será fácil de instalar antes de una prueba de rendimiento y se puede retirar después sin tener que desmontar la turbina. No obstante, requiere que la turbina sea retirada de su posición instalada.

En otro aspecto, la invención se refiere a un procedimiento para la detección de un fluido de dos fases en una turbina en funcionamiento.

Las turbinas están expandiendo líquidos a presión y en casos específicos el proceso de expansión cruza la línea de saturación del líquido y el fluido comienza a vaporizarse parcialmente. Estos fluidos parcialmente vaporizados son llamados fluidos de dos fases. Estos fluidos son en realidad líquidos hirviendo y generan burbujas de vapor. Es difícil de detectar un fluido de dos fases en una turbina de funcionamiento, pero es posible detectarlo con un procedimiento de acuerdo con este aspecto de la invención, que comprende al menos las etapas de:

- medir el flujo de masa de no carga de la turbina en un modo de funcionamiento donde la turbina produce una potencia de salida neta para diferentes velocidades de no carga de la turbina;
- determinar una característica de potencia de salida neta de la turbina;
- determinar a qué flujo de masa de no carga y a qué velocidad de la turbina de no carga la pendiente de la característica aumenta para determinar el inicio de la formación de dos fases.

La figura 7 muestra la característica de no carga para los fluidos de dos fases, tales como fluidos líquido-vapor. Para fluidos de dos fases el flujo Q_0 se puede medir en unidades de masa por segundo (por ejemplo kg/s) y el diferencial de cabeza H_0 en unidades de presión (por ejemplo Pascal). Al comparar las características de no carga para líquidos 1 con las características de no carga para mezclas líquido-vapor 10, se puede determinar en qué flujo de no carga Q_{0A} y diferencial de la cabeza de no carga H_{0A} el líquido comienza a hervir.

En este principio de punto de ebullición A la pendiente de las características de no carga 10 aumenta en comparación con 1, porque es necesaria más energía de entrada para vaporizar parcialmente el fluido. La pendiente de la característica de no carga de dos fases aumenta con el flujo y la cabeza cada vez mayores hasta que es prácticamente infinitamente grande, o tiene una recta tangente vertical. En este punto B el volumen específico del fluido de dos fases alcanza un valor máximo de la geometría específica de la turbina y no es posible aumentar aún más el flujo de masa. Si se aplica más diferencia de la cabeza H_{0C} , entonces el volumen específico está aumentando aún más, pero reduce el flujo de masa Q_{0C} .

La figura 8 muestra la característica de no carga para los fluidos de dos fases en comparación con la característica de no carga para líquidos sólo en dos dimensiones N_0 = velocidad y Q_0 = flujo de masa. En el punto A la pendiente cambia y este es el punto de partida de la formación de dos fases.

El volumen específico dividido por el área de la sección transversal en la salida del rodete de la turbina y multiplicado por el flujo de masa es igual a la velocidad del fluido. En el punto B esta velocidad es igual a la velocidad del sonido para el líquido de dos fases específico.

Al comparar las características de no carga para líquido sólo y para mezcla líquido-vapor para el mismo flujo de masa Q_0 , se muestra que la velocidad de no carga N_{0L} y N_{0B} no son iguales. Debido a la conservación del momento angular, la relación de la velocidad de no carga N_{0L} para los líquidos y la velocidad de no carga N_{0B} para fluidos de dos fases son iguales a la relación de las densidades específicas del líquido respecto al líquido de dos fases. Por lo tanto la densidad específica de la mezcla de dos fases se puede determinar si se conoce la densidad específica del líquido. El volumen específico es recíproco de la densidad específica y conociendo el volumen específico para el líquido, se puede determinar el volumen específico de la mezcla de dos fases. A partir del volumen específico determinado de la mezcla de dos fases el porcentaje de vapor puede ser calculado y también la velocidad del sonido, como se describió anteriormente.

La figura 13 muestra un diagrama esquemático de un sistema de turbina. El sistema comprende un tren generador de turbina ilustrado mediante un bloque indicado por el número de referencia 27. Una unidad de monitoreo de rendimiento y de condición 39 recoge los datos del tren de la turbina 27 y proporciona una salida específica para una unidad de control 28 del tren de la turbina 27. La unidad de monitoreo de rendimiento y de condición 39 tiene preferiblemente una capacidad de acceso remoto, ilustrada por una flecha indicada por el número de referencia 29. La capacidad de acceso remoto a los datos permite la transferencia a otros. La unidad de monitorización 39 se puede integrar como una unidad separada en el sistema como se indica en la Figura 13. Una alternativa a una unidad de monitorización separada 39 es incorporar la funcionalidad directamente en la unidad de control 28 de la turbina.

La unidad de monitorización 39 dará la capacidad para optimizar el funcionamiento del tren de la turbina 27 y con ello la potencia entregada ya sea como potencia eléctrica o potencia mecánica o función hidráulica de la turbina, dependiendo de la configuración del tren de la turbina.

La figura 14 muestra una disposición típica de un sistema de turbina que comprende un tren de turbina-generador. El sistema de turbina comprende una turbina 30 con un eje de salida 31. El sistema comprende además un generador 32 para generar energía eléctrica con un eje de entrada 33. Entre el eje de salida 31 de la turbina 30 y el eje de entrada 33 del generador 32 está dispuesta una caja de engranajes 34.

La turbina 30 tiene una entrada de la turbina 35 y una salida de la turbina 36. En la entrada de la turbina 35 está dispuesta una unidad de sensor indicada por 37 para medir la presión P_1 , el flujo Q_1 , la temperatura T_1 y el peso molecular MW_1 del fluido de conducción en la entrada 35 de la turbina 30. En la salida de la turbina 36 está dispuesto un conjunto de sensores indicado por 38 para medir la presión P_2 , el flujo Q_2 , la temperatura T_2 y el peso molecular MW_2 del fluido de conducción en la salida 36 de la turbina 30. Las unidades de sensor 37 y 38 tienen una pluralidad de sensores para medir los parámetros separados.

Las unidades de sensor 37 y 38 están conectadas a una unidad de monitorización 39 para vigilar la condición y el rendimiento del tren de turbina-generador para proporcionar señales que representan los valores medidos de los parámetros de la misma.

En el eje de salida 31 de la turbina 30 está dispuesta una unidad de sensor 40 para medir la velocidad del eje N y la torsión del eje T. Esta unidad de sensor 40 también puede tener una pluralidad de sensores para medir los parámetros separados N y T. La unidad de sensor 40 está conectada a la unidad de monitorización 39 para proporcionar señales que representan los parámetros medidos a la misma.

Preferiblemente, en el eje 31 y en el generador 32 las señales de vibración y las señales de temperatura del rodamiento se miden mediante la unidad de sensor 41 que comprende una pluralidad de sensores para medir los parámetros separados. Preferiblemente, en el generador 32 y la unidad de control de los parámetros eléctricos de corriente I y tensión V para todas las fases combinadas con ángulos de fase se mide mediante unidad de sensor 42. Las unidades de sensor 41 y 42 están conectadas a la unidad de monitorización 39 para proporcionar señales que representan los parámetros medidos en la misma.

La funcionalidad de la unidad de vigilancia 39 incluye preferentemente la recolección de datos, el análisis de datos, algoritmos para calcular el rendimiento y las características de la condición, la comparación de las características, la salida de la unidad de control para optimizar el funcionamiento, almacenamiento de datos y el historial de mantenimiento.

Las características de rendimiento y condición puede incluir información de calidad sobre una o más de:

- rendimiento hidráulico, tales como: presión, presión, velocidad de flujo, eficiencia hidráulica;
- rendimiento termodinámico, tales como: presión, cabeza, temperatura, flujo, peso molecular, la eficiencia termodinámica;
- rendimiento aerodinámico, tal como: patrones del campo de flujo, velocidad del fluido en las aspas, hélices, rodetes y la rueda de la turbina;
- rendimiento eléctrico, tal como: corrientes, tensiones, patrones de frecuencia, ángulos de fase;

Condiciones mecánicas, tales como: patrones de vibración, tensión del material, pares de eje, velocidad del eje, temperaturas de los rodamientos, parámetros de los sistemas auxiliares.

La determinación de las características de las turbinas en condiciones de no carga por medio de una unidad de control 39 dará una capacidad de gestión de activos de instalaciones y equipos. La optimización del funcionamiento de un tren de la turbina en función del rendimiento en tiempo real y características de datos de condiciones obtenidas en condiciones de no carga y de carga proporcionarán una capacidad de gestión para: operar en los puntos de mayor eficiencia del tren de la turbina, reducir el riesgo para evitar fallos inesperados (maximizar la fiabilidad), ampliar las ventanas de operación hasta mejor oportunidad para ejecutar el mantenimiento (maximizar

disponibilidad), proteger y salvaguardar en alto nivel, reducir los costos operativos de manera significativa. La figura 16 muestra un esquema con los bloques de construcción para dicha optimización de los activos operativos.

5 La figura 15 muestra una disposición típica de una turbina eólica. Se muestra un rotor 50 con las aspas del rotor 51, una barquilla 52 y un eje de salida 53, que está acoplado a una caja de engranajes 34. Además, el sistema comprende un generador 32 con un eje de entrada 33, que está conectado a la caja de engranajes 34. La presión del viento P , la temperatura T y las velocidades V se miden en la barquilla 52 mediante una unidad de sensor 54.

En uno o más de los sensores de la punta de las aspas 55 se (ver figura 15a) disponen para medir la velocidad de la punta del aspa y la velocidad del viento en dirección tangencial V_t , dirección axial V_a , y dirección periférica V_p . La turbina eólica puede ser controlada y vigilada por una configuración similar a la que se indica en la Figura 13.

10

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento de monitorización del estado de una turbina, que comprende las etapas de:
 - determinar una primera característica de potencia de salida de no red de la turbina;
 - permitir a la turbina funcionar durante una cantidad de tiempo;
- 5 - determinar una nueva característica de potencia de salida de no red de la turbina, y
 - comparar la nueva característica de potencia de salida de no red de la turbina con la característica de potencia de salida no neta inicial, en donde las diferencias en las características de potencia de salida no netas dan indicaciones acerca de la condición de la turbina.
- 10 2. Procedimiento según la reivindicación 1, que también comprende además la etapa de determinar el rendimiento de la turbina para un modo de funcionamiento cuando la turbina produce energía neta sobre la base de las características de potencia de salida no netas.
- 15 3. Procedimiento según la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el que la determinación de la característica potencia de salida no neta inicial comprende:
 - medir uno o más parámetros característicos de rendimiento, seleccionados a partir del flujo (Q_O , Q_N), velocidad de la turbina (N_O) y/o la cabeza (H_O , H_N), o cualquier combinación de éstos, de la turbina en un modo de funcionamiento cuando la turbina produce una potencia de salida no neta;
 - producir la característica de verificación potencia de salida no neta de la turbina sobre la base de uno o más parámetros de rendimiento de las características medidos.
- 20 4. Procedimiento según la reivindicación 3, en el que la determinación de la nueva característica de potencia de salida no neta para la turbina comprende:
 - medir uno o más parámetros de rendimiento característicos, seleccionado a partir del flujo (Q_O , Q_N), velocidad de la turbina (N_O) y/o la cabeza (H_O , H_N), o cualquier combinación de éstos, de la turbina en el modo de funcionamiento cuando la turbina produce una potencia de salida no neta;
 - producir la característica de potencia de salida no neta de la turbina sobre la base de uno o más parámetros característicos de rendimiento medidos.
- 25 5. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que también comprende la etapa de determinar la condición de la turbina sobre la base de las diferencias entre la nueva característica de potencia de salida no neta y la característica de potencia de salida no neta inicial.
- 30 6. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que dicha cantidad de tiempo durante la cual se permite a la turbina funcionar es una cantidad de tiempo predeterminada.
- 35 7. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las características de potencia de salida no neta a ciertos intervalos de tiempo son determinadas con el fin de vigilar el rendimiento de la turbina en el tiempo.
- 40 8. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las características de potencia de salida no netas se determina mientras que la turbina se opera en una condición de no carga bajo los valores de entrada conocidos para el flujo, la cabeza, la energía hidráulica y las propiedades del fluido durante la medición del uno o más parámetros de rendimiento.
- 45 9. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que las características de potencia de salida no netas se determinan mientras que la turbina se opera en una condición de no velocidad, mientras que es sometida a los valores de entrada conocidos para el flujo, la cabeza, la energía hidráulica y las propiedades del fluido durante la medición de los parámetros de rendimiento.
- 50 10. Procedimiento según la reivindicación 8, que también comprende:
 - determinar un punto de intersección entre la característica de no carga medida de la turbina y una curva de entrada de potencia constante, y
 - comparar el punto de intersección con un punto de intersección de referencia entre una característica de no carga anteriormente medida de la turbina y la curva de entrada de potencia constante para determinar si las pérdidas hidráulicas han aumentado o disminuido.
- 55 11. Sistema de turbina, que comprende:

- una turbina accionable por un flujo de fluido, dicha turbina tiene un eje de salida al que suministra una potencia de salida durante el funcionamiento;
 - medios de medición dispuestos en la turbina para medir los parámetros de funcionamiento de la turbina;
- 5 - una unidad de vigilancia para vigilar la condición del tren de turbina, estando dicha unidad de control conectada a los medios de medición, comprendiendo dicha unidad de control una memoria en la que se almacena una característica de potencia de salida no neta inicial de la turbina, así como medios informáticos para calcular una nueva característica de potencia de salida no neta del tren de turbina-generador basado en los parámetros operativos medidos, y un comparador para comparar la nueva característica de potencia de salida no neta con la característica de potencia de salida no neta inicial.
- 10 12. Sistema de turbina según la reivindicación 11, que también comprende
- una unidad de control de la turbina conectada a la unidad de vigilancia, y dispuesta para generar señales de control para controlar el funcionamiento de la turbina;
- en el que la unidad de vigilancia está adaptada para generar una o más señales representativas del funcionamiento y/o condición de la turbina que se proporcionan a la unidad de control.
- 15 13. Sistema de turbina según la reivindicación 11 ó 12, en el que la turbina está comprendido en un tren de turbina-generador, que comprende además un generador conectado al eje de salida, para la transformación de la potencia de salida entregada por la turbina en el eje de salida en energía eléctrica.
14. Sistema de turbina según la reivindicación 11, en el que la turbina está comprendida en un tren de turbina-generador, que comprende además un generador conectado al eje de salida, para la transformación de la potencia de salida entregada por la turbina en el eje de salida en energía eléctrica, y que comprende además
- 20 - una unidad de control de la turbina conectada a la unidad de supervisión, y dispuesta para generar señales de control para controlar el funcionamiento del tren de turbina-generador; en el que la unidad de control está adaptada para generar una o más señales representativas del funcionamiento y/o condición del tren turbina-generador, que se proporcionan a la unidad de control.
- 25 15. Sistema de turbina según una cualquiera de las reivindicaciones 11 a 14, en el que dichos parámetros operativos se seleccionan del grupo que consta de flujo (Q_O , Q_N), velocidad de la turbina (N_O) y cabeza (H_O , H_N).

Fig.1

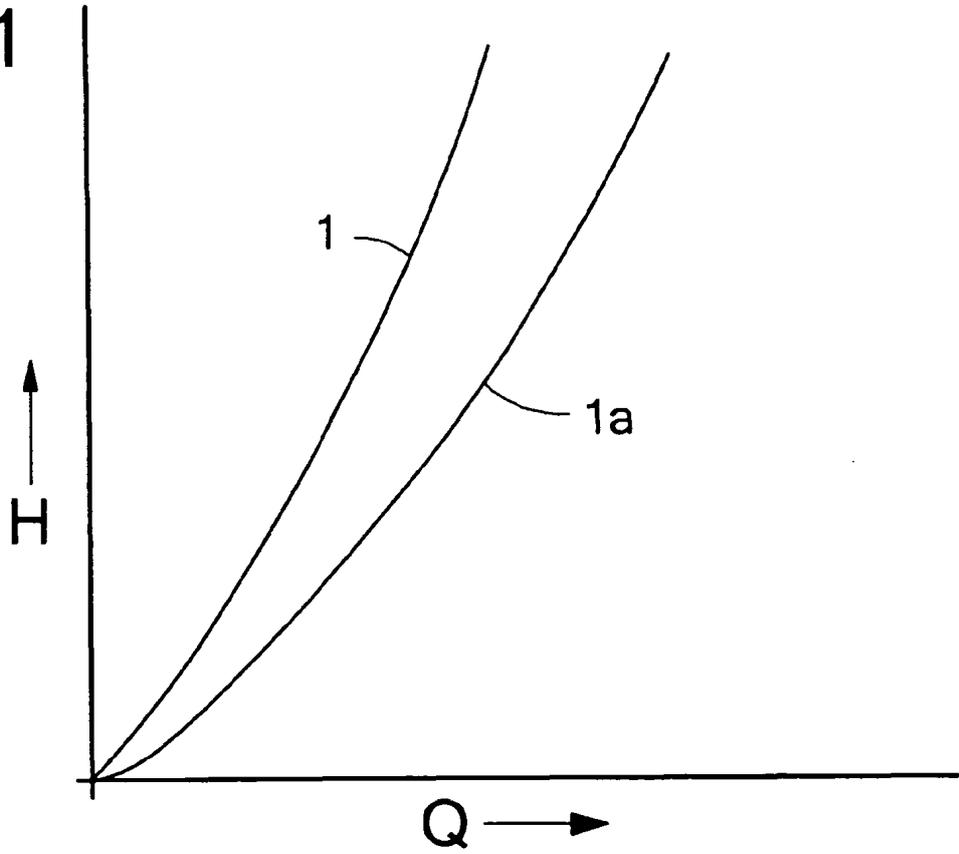


Fig.2

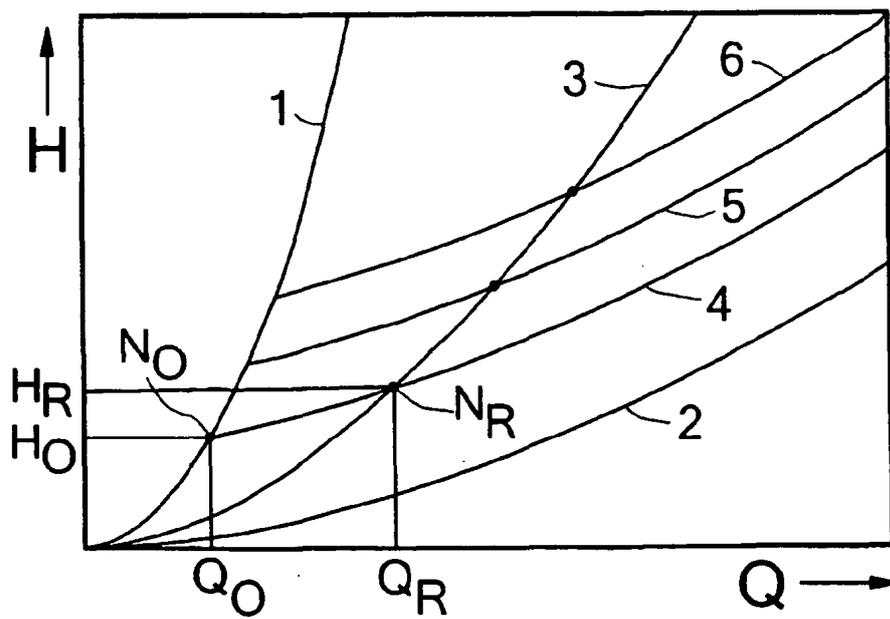


Fig.3

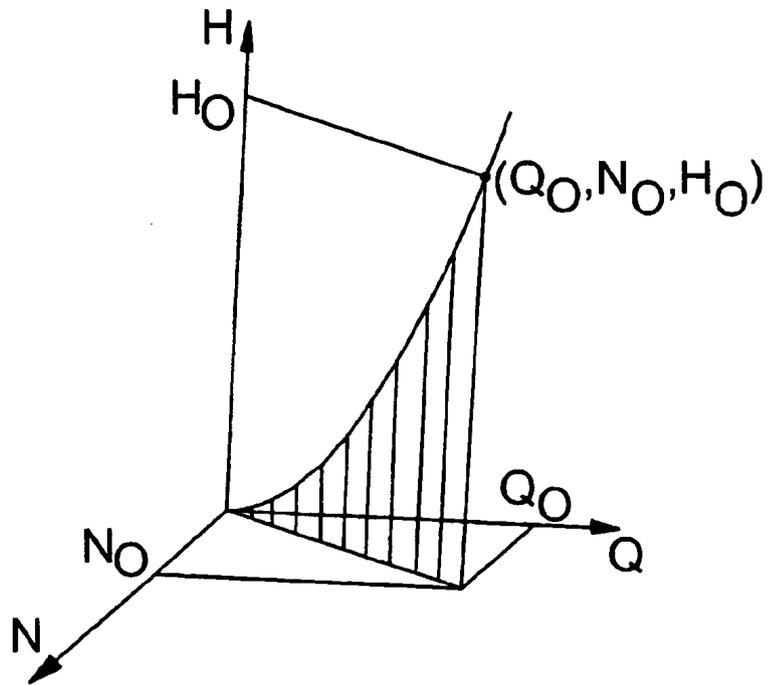
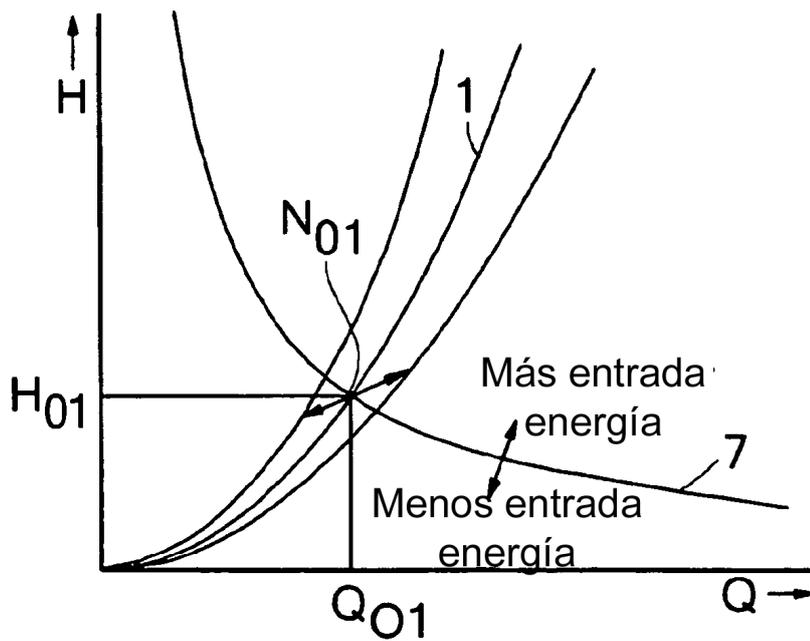


Fig.4



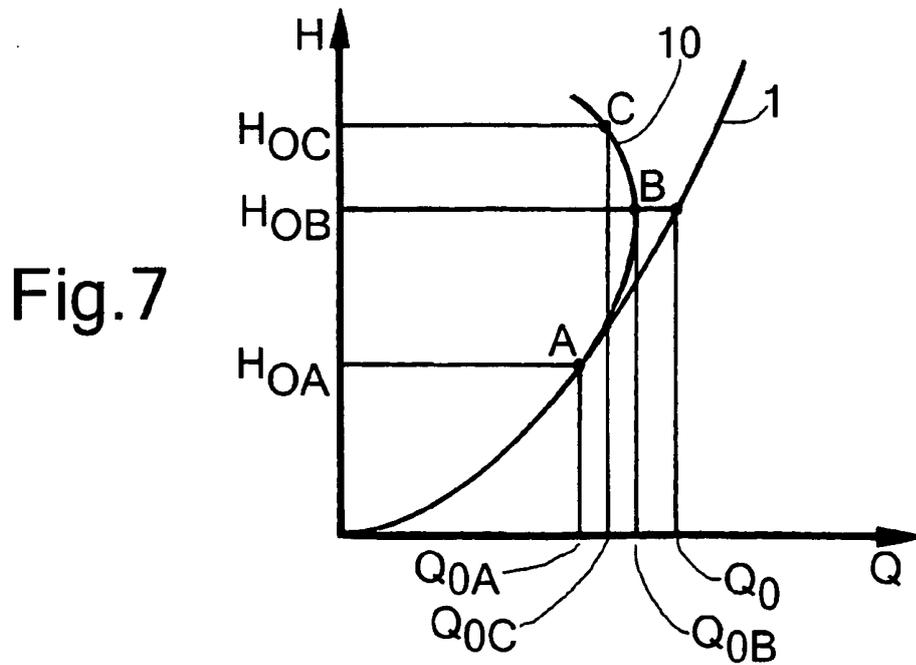
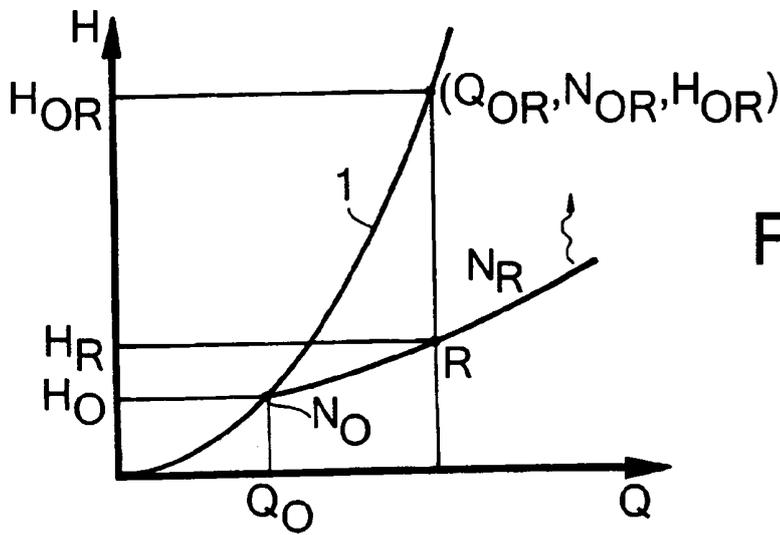
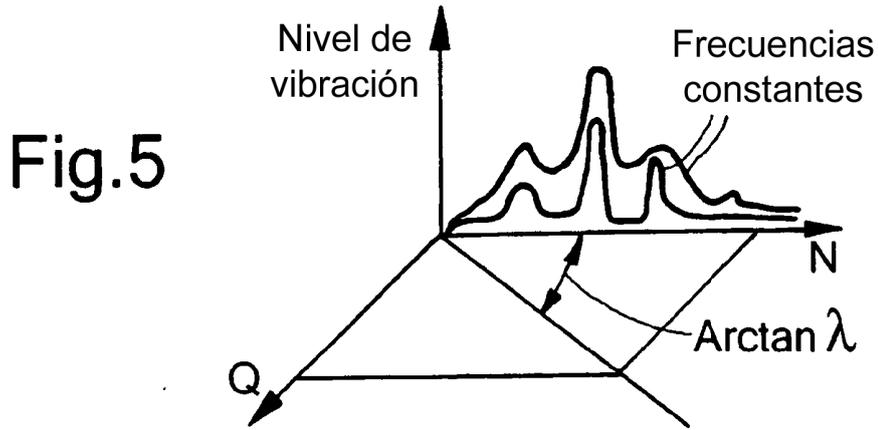


Fig.8

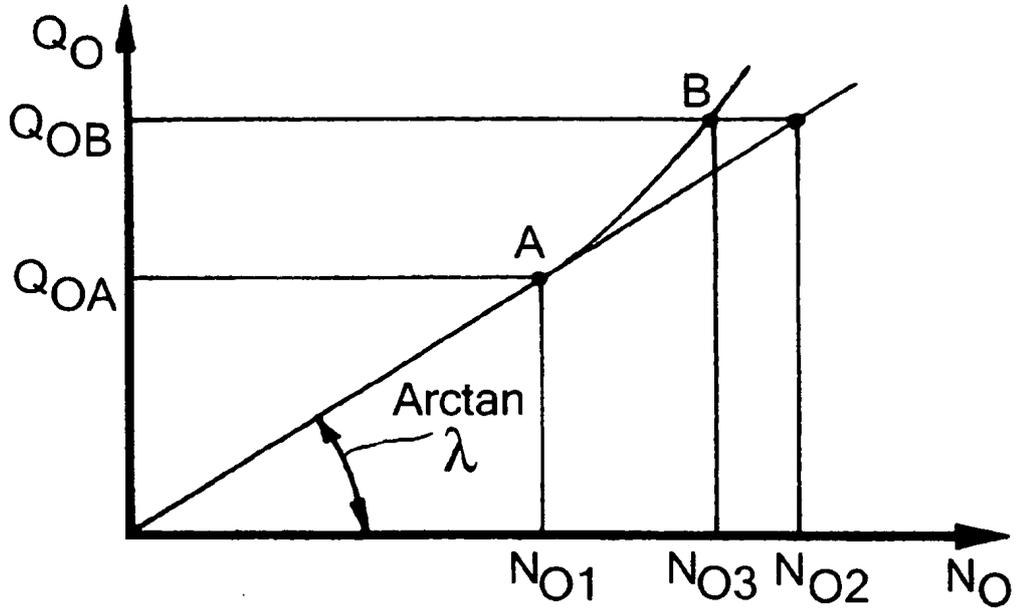


Fig.9

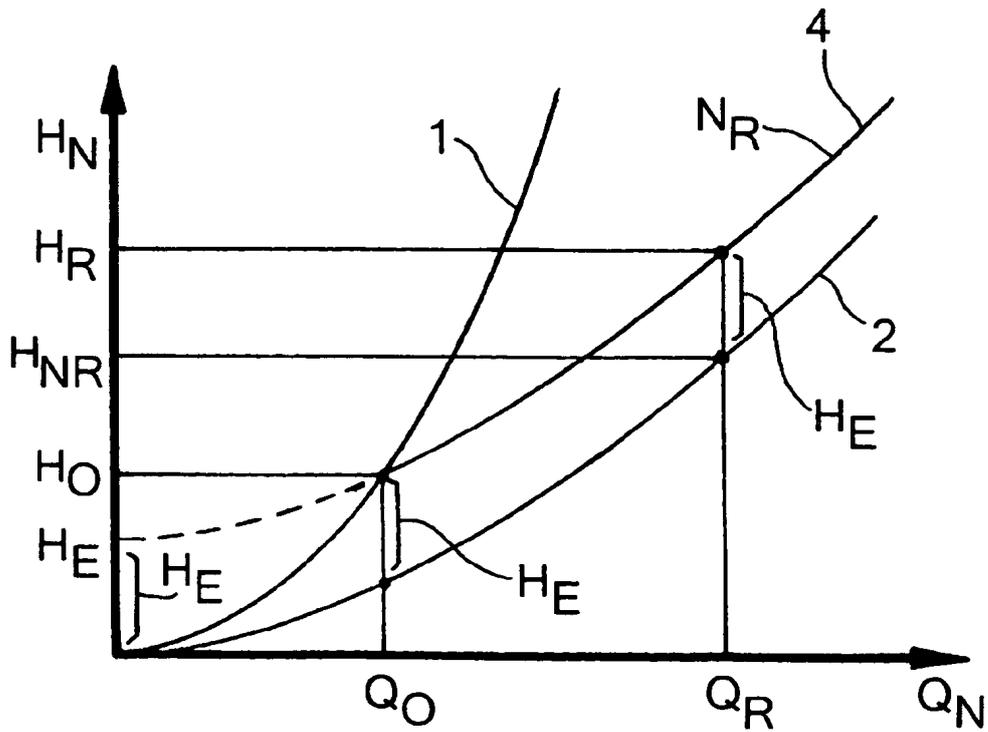


Fig.10

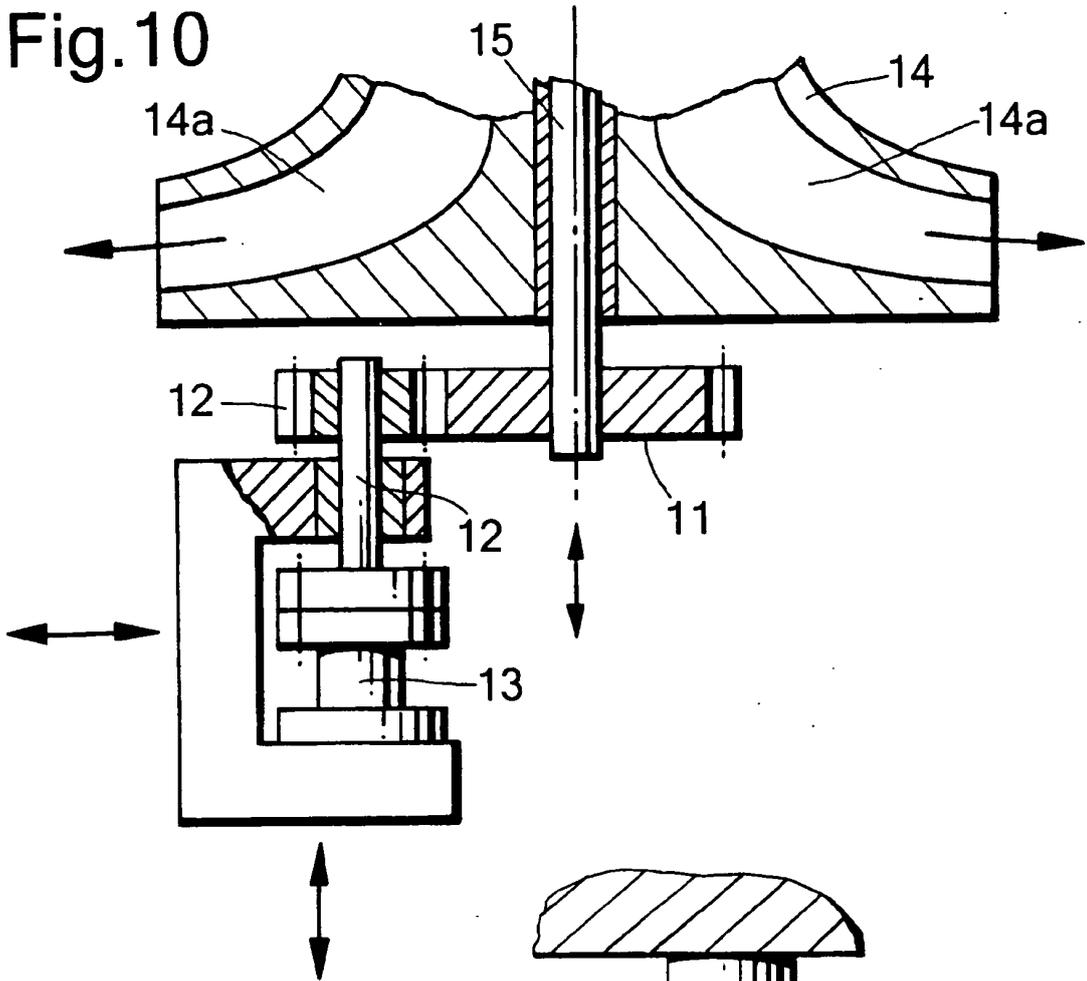


Fig.11

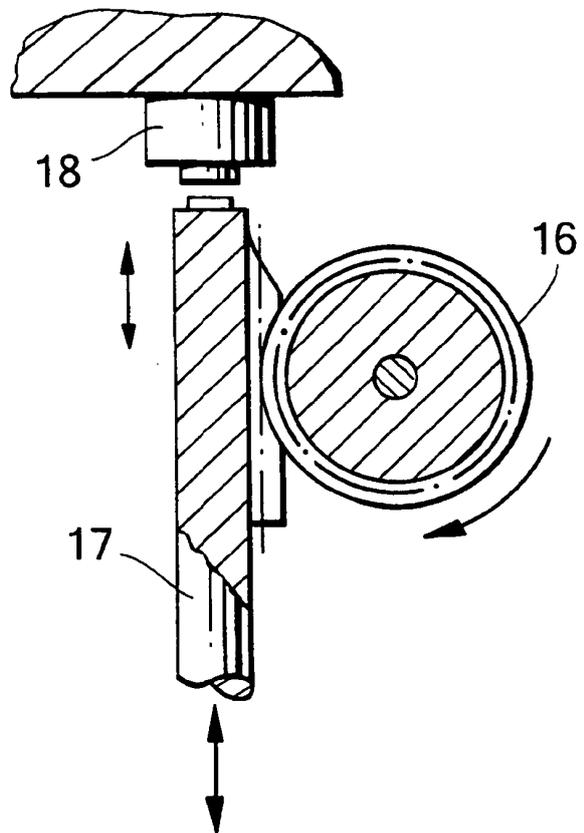


Fig.12a

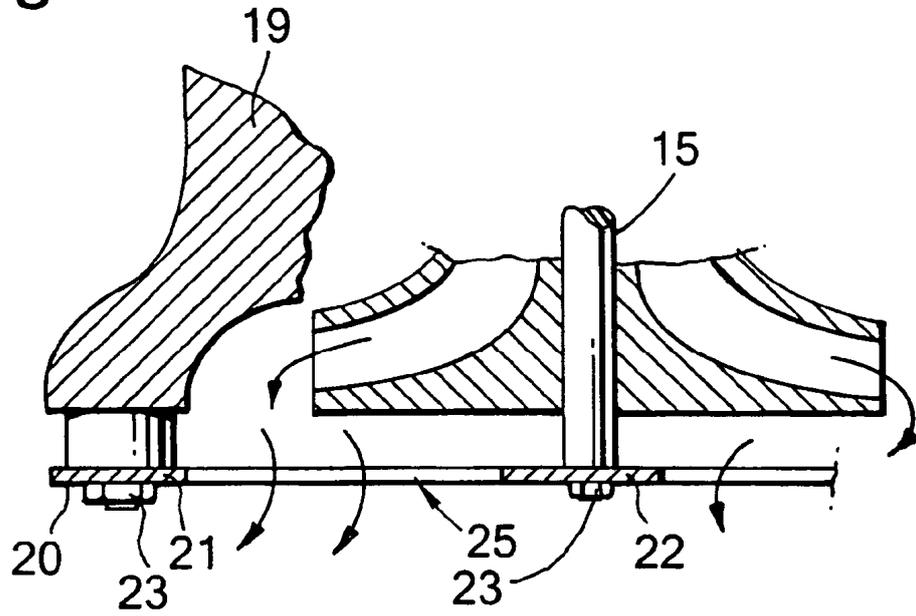
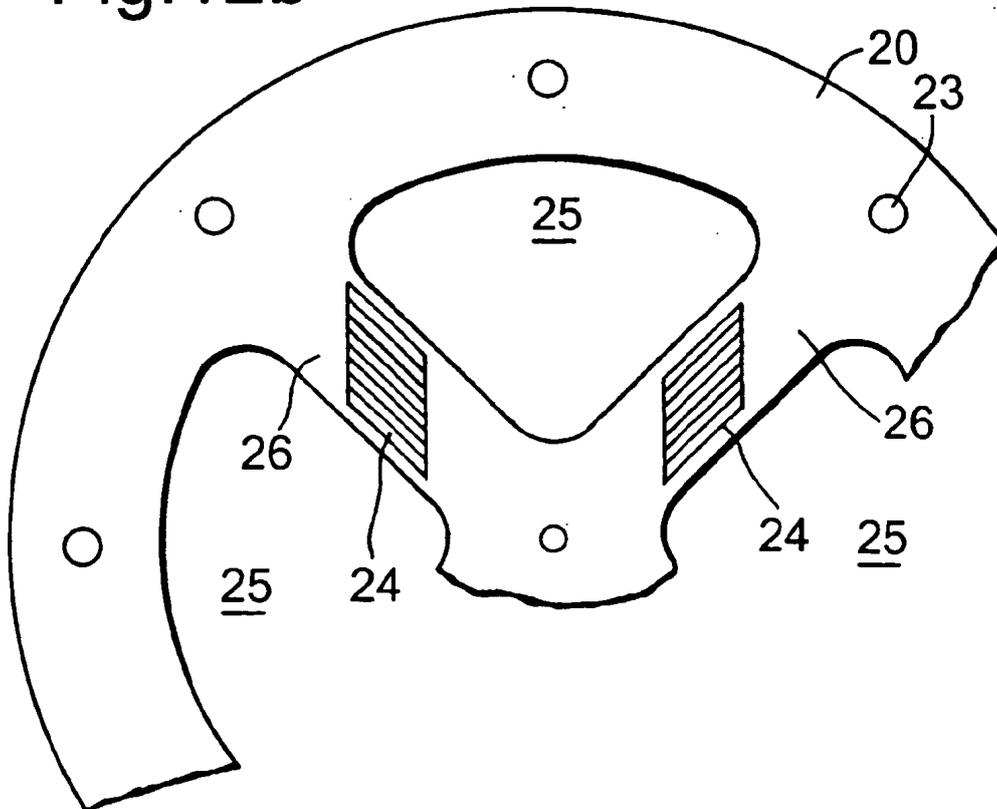


Fig.12b



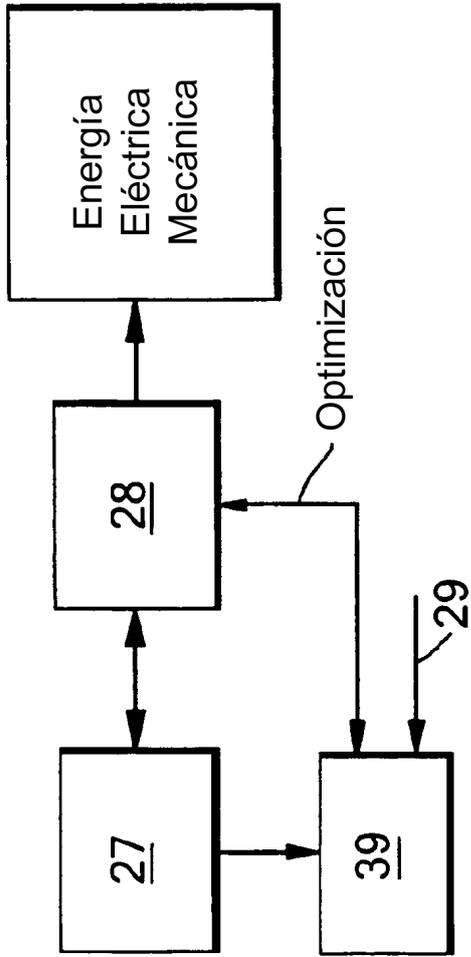


Fig. 13

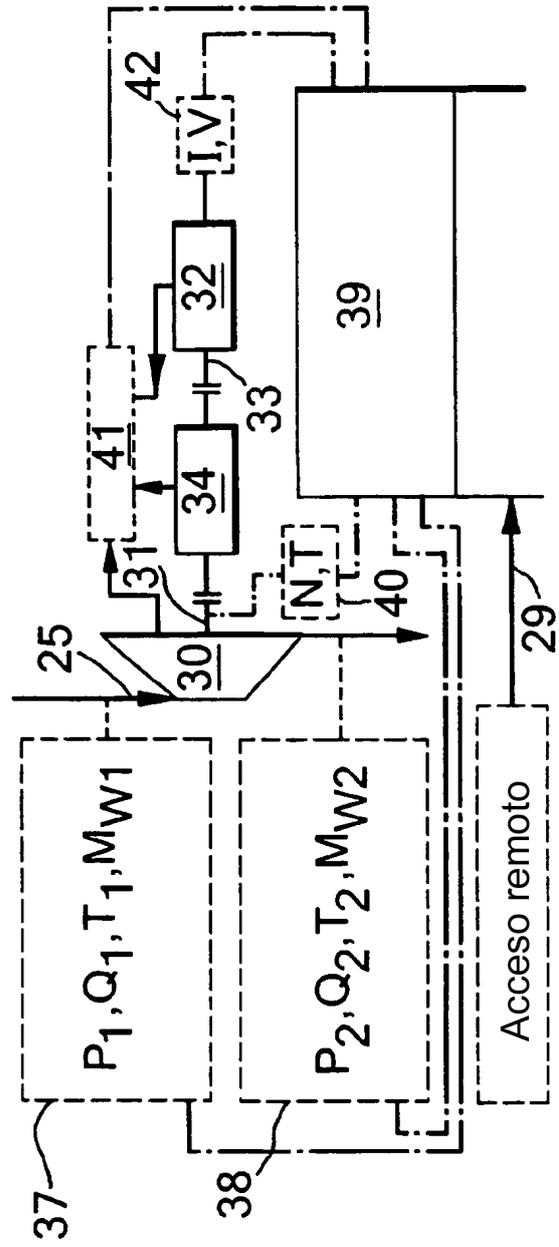


Fig. 14

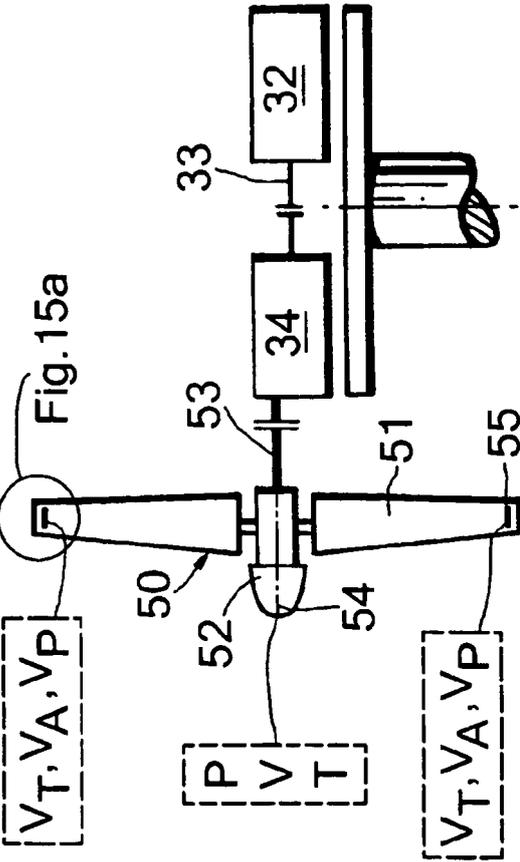
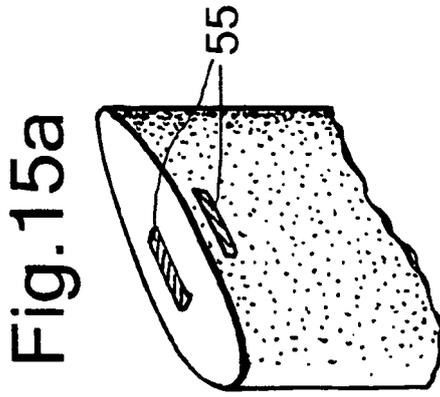


Fig. 15

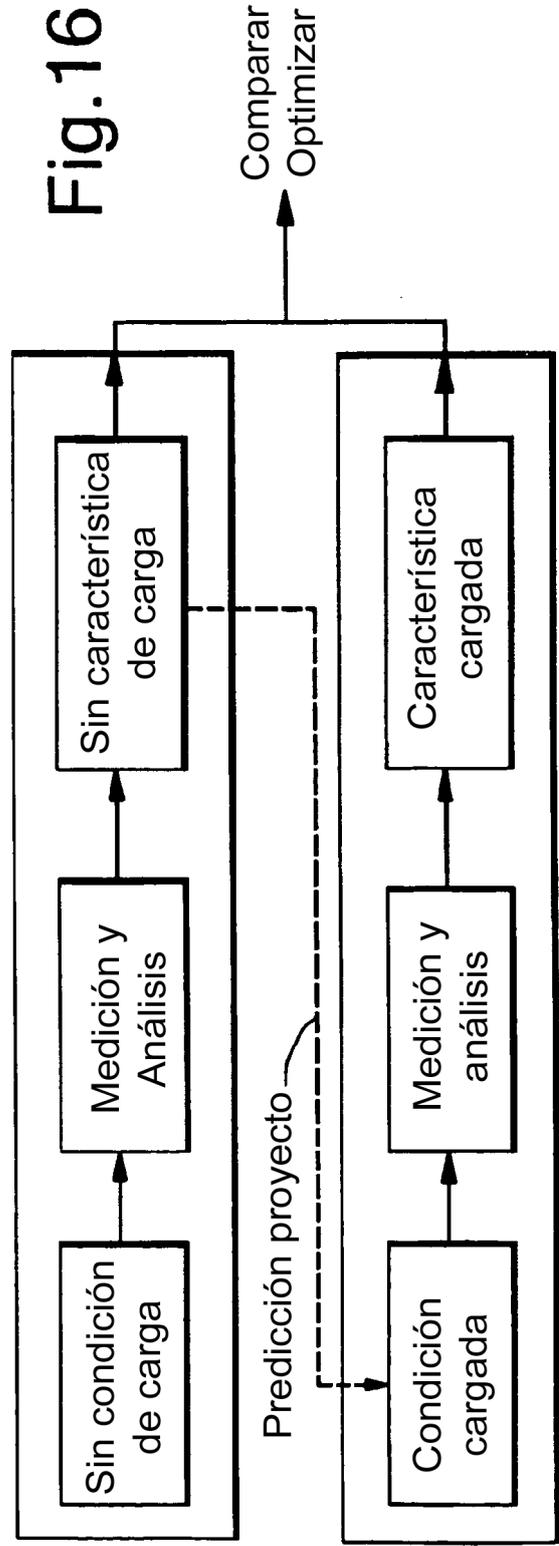


Fig. 16