

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 791 273**

51 Int. Cl.:

H02J 3/38 (2006.01)

H02J 3/18 (2006.01)

F03D 9/25 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **11.06.2013 PCT/DK2013/050186**

87 Fecha y número de publicación internacional: **19.12.2013 WO13185772**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **11.06.2013 E 13730477 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.05.2020 EP 2859638**

54 Título: **Control de planta de energía eólica tras fallos de red eléctrica de baja tensión**

30 Prioridad:

12.06.2012 DK 201270322

17.07.2012 US 201261672682 P

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

03.11.2020

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)

Hedeager 42

8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

GARCIA, JORGE MARTINEZ

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 791 273 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

Control de planta de energía eólica tras fallos de red eléctrica de baja tensión

Campo de la invención

5 La presente invención se refiere al control de plantas de energía eólica en caso de fallos de red eléctrica de baja tensión y, por ejemplo, a plantas de energía eólica capaces de mantener la conexión durante fallos de baja tensión transitorios y a métodos de control de tales plantas de energía eólica.

Antecedentes de la invención

10 E.ON Netz, "Grid Code High and extra high voltage", E.ON Netz GmbH Bayreuth, 1 de abril de 2006, págs. 15-20 requiere plantas de generación, como parques eólicos, para soportar la tensión de red eléctrica con corriente reactiva adicional durante una caída de tensión. Para hacer esto, se activa un control de tensión en caso de una caída de tensión de más del 10 % del valor efectivo de la tensión del generador. El control de tensión debe tener lugar en un plazo de 20 ms después del reconocimiento de fallo proporcionando una corriente reactiva en el lado de baja tensión del transformador del generador que represente al menos el 2 % de la corriente nominal por cada tanto por ciento de caída de tensión. Una salida de potencia reactiva de al menos el 100 % de la corriente nominal debe ser posible, si es necesario. Después de que la tensión retorne a la banda muerta, el soporte de tensión debe mantenerse durante otros 500 ms según la característica especificada.

20 El documento US 2010/0176770 A1 describe un método y una instalación de generación de electricidad, por ejemplo una instalación de energía eólica, para estabilizar una red de distribución de electricidad. Después de la detección de un fallo de red, se activa un regulador de estabilización en la instalación. El regulador de estabilización regula la tensión de la energía eléctrica en función de una señal de tensión de retroalimentación y tiene una respuesta de función escalonada que aumenta con el tiempo. Después de que haya transcurrido un periodo de tiempo predeterminado desde la activación del regulador de estabilización, la alimentación de corriente reactiva aumenta más allá de un límite que se proporciona para el funcionamiento normal si la red no se ha estabilizado.

25 El documento US 2009/0250931 A1 describe un método para hacer funcionar una planta de energía eólica con una funcionalidad de mantenimiento de conexión durante un fallo. En caso de fallo, los convertidores se controlan mediante un módulo de control que controla el par, la potencia activa, la corriente reactiva y la potencia reactiva mediante variables de orden para soportar la red eléctrica en caso de fallo. Por ejemplo, la función de corriente para la corriente reactiva se determinará dependiendo de la diferencia absoluta entre la tensión de red eléctrica nominal y la tensión de red durante el fallo. De esta manera, se asegura que la planta de energía eólica suministrará la contribución necesaria para soportar la red eléctrica en caso de fallo.

30 Por último, se identifican los documentos WO 2011/050807 A2 y US 2011/204630 A1. Ninguno de ellos da a conocer la implementación de una etapa de soporte tras el fallo dentro del alcance de las reivindicaciones que se introduce una vez que la tensión de red eléctrica haya recuperado un valor predeterminado indicativo de la eliminación del fallo de baja tensión.

Sumario de la invención

35 Según un primer aspecto, una planta de energía eólica se conecta a una red eléctrica. La red eléctrica tiene una tensión nominal. La planta de energía eólica comprende un controlador de planta central y aerogeneradores (abreviados como WTG, por sus siglas en inglés, también conocidos como "turbinas eólicas"). El controlador de planta central está configurado para llevar a cabo un método de control de la salida eléctrica de la planta de energía eólica en caso de un fallo de red eléctrica, que es un fallo de baja tensión transitorio de la red eléctrica. Las turbinas eólicas están configuradas para funcionar, en ausencia de un fallo de baja tensión, en un modo de funcionamiento de red eléctrica nominal según al menos un valor de referencia de un parámetro de producción eléctrica proporcionado por el controlador de planta central, en el que las turbinas eólicas funcionan durante una etapa de fallo, durante la cual la tensión de red eléctrica disminuye por debajo del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, de modo que se mantenga la conexión durante el fallo de red eléctrica, y en el que durante una etapa de soporte tras el fallo en la que se entra cuando se ha eliminado el fallo de red eléctrica de tal manera que la tensión de red eléctrica retorna a dentro del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, el controlador de planta central está configurado para controlar la planta de energía eólica para proporcionar sólo potencia real, o para realizar un control de tensión. El controlador de planta central está configurado para reanudar, después de la etapa de soporte tras el fallo, el control de la planta de energía eólica según el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, que prevalecía antes del fallo de baja tensión, en una etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal, y en el que el controlador de planta central está configurado para entrar en la etapa de soporte tras el fallo en respuesta a que la tensión de red eléctrica ha recuperado un valor predeterminado indicativo de la eliminación del fallo de baja tensión.

55 Según otro aspecto, se proporciona un método de control de la salida eléctrica de una planta de energía eólica conectada a una red eléctrica con una tensión nominal, en el caso de un fallo de red eléctrica, que es un fallo de baja tensión transitorio de la red eléctrica. La planta de energía eólica comprende turbinas eólicas y un controlador

de planta central. Las turbinas eólicas funcionan, en ausencia de un fallo de baja tensión, en un modo de funcionamiento de red eléctrica nominal según al menos un valor de referencia de un parámetro de producción eléctrica proporcionado por el controlador de planta central. El método comprende tres etapas de funcionamiento durante y después de un fallo de baja tensión: una etapa de fallo en la que se entra en respuesta a la detección de un fallo de baja tensión, durante la cual las turbinas eólicas se controlan para mantener la conexión durante el fallo de red eléctrica; una etapa de soporte tras el fallo que comienza cuando se ha eliminado un fallo de red eléctrica de tal manera que la tensión de red eléctrica retorna a dentro del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, y durante la cual la planta de energía eólica se controla por el controlador de planta central para: (i) proporcionar sólo potencia real, o (ii) realizar un control de tensión; y una etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal en la que se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, que prevalecía antes del fallo de baja tensión, y en el que el controlador de planta central está configurado para entrar en la fase de soporte tras el fallo en respuesta a que la tensión de red eléctrica ha recuperado un valor predeterminado indicativo del fallo de baja tensión.

Otras características son inherentes a los productos y métodos descritos o resultarán evidentes para los expertos en la técnica a partir de la siguiente descripción y los dibujos adjuntos.

15 Breve descripción de los dibujos

Se explican ahora adicionalmente realizaciones de la presente invención a modo de ejemplo con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 es una curva límite a modo de ejemplo para la tensión de red eléctrica en función del tiempo que define un requisito de mantenimiento de conexión de baja tensión;

20 la figura 2 ilustra una relación entre la tensión de red eléctrica y la corriente reactiva adicional producida en algunas realizaciones que realizan un control de tensión durante la etapa de fallo;

la figura 3 es una vista general esquemática de una realización de una planta de energía eólica;

la figura 4 es un diagrama de una estructura de controlador de planta de energía eólica de la figura 3;

25 la figura 5 es un diagrama de estados de una primera realización de la máquina de estados de LVRT mostrada en la figura 4;

la figura 6 es un diagrama de estados de una segunda realización de la máquina de estados de LVRT mostrada en la figura 4;

la figura 7 muestra diagramas a modo de ejemplo de tensión, potencia reactiva y potencia activa en función del tiempo con y sin soporte tras el fallo:

30 la figura 8 muestra una implementación a modo de ejemplo del hardware de un controlador de planta central y un controlador de turbina eólica local.

Los dibujos y la descripción de los dibujos son realizaciones de la invención y no de la invención en sí misma.

Descripción general de diferentes aspectos de las realizaciones

35 Antes de pasar a la descripción detallada de realizaciones basándose en los dibujos, se describirán diferentes aspectos de las realizaciones a un nivel más general. Esta descripción es de realizaciones de la invención y no de la invención en sí misma.

40 Las redes de transmisión y/o distribución eléctrica, denominadas en el presente documento "redes eléctricas", funcionan normalmente en un intervalo de tensión dentro de un umbral inferior y uno superior alrededor de un valor de tensión nominal. El umbral inferior está, por ejemplo, en un intervalo de desde aproximadamente -5 % hasta aproximadamente -20 % y el umbral superior está, por ejemplo, en un intervalo de desde aproximadamente +5 % hasta aproximadamente +20 % de la tensión nominal. Por ejemplo, en una red de 110 kV, el intervalo de funcionamiento es de 96 - 123 kV, en una red de 220 kV es de 193 - 245 kV, y en una red de 380 kV es de 350 - 420 kV.

45 Los cortocircuitos, por ejemplo provocados por un rayo, pueden provocar que la tensión de red eléctrica disminuya significativamente por debajo de ese intervalo de funcionamiento, dependiendo de la distancia del cortocircuito a la planta de energía eólica en cuestión. Un cortocircuito muy próximo puede hacer que la tensión disminuya hasta cerca de cero. En las realizaciones, un fallo de red eléctrica de baja tensión (o fallo de red de baja tensión) es una disminución de la tensión de red eléctrica por debajo del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal. En algunas realizaciones, la disminución de tensión debe continuar además durante un determinado intervalo de tiempo
50 mínimo, por ejemplo durante al menos 10 - 100 ms para que se califique como fallo de red eléctrica de baja tensión. Normalmente, tales fallos de red eléctrica de baja tensión se eliminan por la red en un plazo de aproximadamente 100 ms a 1000 ms desconectando la derivación en la que se produjo el cortocircuito y/o extinguiendo un arco provocado por el rayo.

Debido a la proporción significativa de electricidad producida usando energía eólica, en muchos países las plantas de energía eólica ahora deben mantener la conexión durante fallos de red eléctrica de baja tensión en lugar de apagarse, para poder reanudar la producción de electricidad cuando, o poco después de que, la tensión de red eléctrica haya retornado al intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal. 'Mantener la conexión de baja tensión' (o brevemente 'mantener la conexión') significa que las turbinas eólicas de la planta de energía eólica permanecen operativas y no se desconectan de la red eléctrica durante y después del fallo de red eléctrica de baja tensión. En algunos países, tales como Alemania o España, incluso se requiere que los aerogeneradores soporten la recuperación de la red eléctrica inyectando corriente reactiva adicional (corriente capacitiva) durante el fallo de red eléctrica de baja tensión. Dichos requisitos se establecen generalmente en los denominados "códigos de red eléctrica".

Durante el funcionamiento normal, antes de que se produzca un fallo, las turbinas eólicas individuales de una planta de energía eólica se controlan normalmente por un controlador de planta. Por ejemplo, el controlador de planta proporciona valores de referencia (es decir, valores objetivo o "puntos de consigna") de uno o más parámetros de producción eléctrica, tales como la potencia activa, la potencia reactiva y/o la tensión que van a producir las turbinas eólicas individuales de la planta de energía eólica.

En algunas realizaciones, en el caso de un fallo de red eléctrica de baja tensión, el control central por el controlador de planta se reemplaza por un control autónomo llevado a cabo por las propias turbinas eólicas durante una "etapa de fallo", para mantener la conexión durante el fallo de baja tensión. Esto también se conoce como "control local". Un motivo para cambiar de control central a local puede ser, por ejemplo, que la comunicación de datos entre el controlador de planta central y los controladores de turbina eólica individuales es demasiado lenta para que el sistema de control central pueda hacer frente al tiempo de respuesta exigido, que normalmente es del orden de aproximadamente 5 a 20 ms.

En otras realizaciones, por ejemplo realizaciones en las que la red de comunicación en la planta de energía eólica es lo suficientemente rápida como para hacer frente al tiempo de respuesta exigido, el controlador de planta central continúa controlando las turbinas eólicas durante la etapa de fallo para mantener la conexión durante el fallo de red eléctrica, calculando y proporcionando puntos de consigna a las turbinas eólicas, por ejemplo basándose en mediciones de la tensión de red eléctrica en el punto de acoplamiento común de la planta a la red eléctrica, u otro punto de medición común. En estas realizaciones, las turbinas eólicas no entran en el control local durante la etapa de fallo.

Durante la etapa de fallo, en algunas redes eléctricas, los aerogeneradores pueden emprender cualquier acción requerida para que las turbinas eólicas mantengan la conexión durante la caída de tensión; por ejemplo los aerogeneradores pueden disipar térmicamente la potencia activa producida. Sin embargo, algunos códigos de red eléctrica (por ejemplo, el código de red eléctrica de E.ON 2006 mencionado al principio) requieren aerogeneradores para soportar la recuperación de la red eléctrica inyectando corriente reactiva adicional en la red eléctrica durante la etapa de fallo.

Convencionalmente, cuando se ha eliminado el fallo y después de un corto periodo de transición de, por ejemplo, 500 ms, el funcionamiento de mantenimiento de conexión durante un fallo, incluyendo cualquier inyección de corriente reactiva desencadenada por la etapa de fallo, se termina y se reanuda el funcionamiento normal con los valores de referencia anteriores al fallo bajo el control central del controlador de planta. Se considera que un fallo se elimina, por ejemplo, cuando la tensión de red eléctrica ha retornado al límite inferior del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, o a un umbral de retorno de tensión algo menor para garantizar un efecto de histéresis. Dado que algunos tipos de generadores no pueden aumentar su salida de potencia activa de inmediato hasta su potencia nominal, los generadores pueden aumentar su salida de potencia activa de manera continua con una tasa de aumento mínima determinada.

El inventor de la presente invención ha reconocido que este retorno a los valores de referencia anteriores al fallo inmediatamente después de que se haya eliminado un fallo de red eléctrica de baja tensión, no siempre es óptimo. El inventor ha reconocido que, como consecuencia del fallo de red eléctrica, la impedancia de la red eléctrica "observada" por una planta de energía eólica puede haber cambiado, o la estabilidad de red eléctrica puede disminuir. Por ejemplo, la impedancia de la red eléctrica puede haber cambiado debido a la desconexión de una derivación de la red eléctrica en la que se ha producido un cortocircuito. La estabilidad de red eléctrica puede ser menor debido al mal funcionamiento de otros generadores próximos debido al fallo.

Por tanto, el inventor ha reconocido que simplemente retornar al funcionamiento anterior al fallo con los valores de referencia anteriores al fallo puede estar contraindicado para la recuperación de red eléctrica. Por ejemplo, supóngase que un valor de referencia anterior al fallo (por ejemplo, calculado según una referencia externa y determinados ajustes en el controlador de planta central) requiriese que una planta de energía eólica produjese una determinada fracción de potencia reactiva capacitiva. Si se produce un cambio de impedancia como consecuencia de un fallo de red eléctrica que requiere la inyección de potencia reactiva inductiva que retorna al funcionamiento anterior al fallo, podría impedir la recuperación de la red eléctrica y provocar inestabilidad. Dado que no se sabe de antemano si, y en qué dirección (inductiva o capacitiva), ha cambiado la impedancia de red eléctrica como consecuencia de un fallo, esta invención enseña una etapa de soporte tras el fallo que ha de insertarse entre la

etapa de fallo y la etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal durante la cual se realiza un control por el controlador de planta central que controla la planta de energía eólica para que funcione de una manera que soporta la recuperación.

5 “Soporte de recuperación” (o brevemente “soporte”) significa que la planta de energía eólica se controla a (i) para proporcionar sólo potencia real (factor de potencia = 1), o (ii) realizar un control de tensión con una referencia de tensión que soporta la recuperación de red eléctrica. Dado que el cambio de impedancia después de un fallo de red eléctrica de baja tensión normalmente sólo es temporal (normalmente oscilando entre unos pocos segundos y unas pocas horas) la etapa de soporte tras el fallo es sólo una etapa temporal, y después de que se hayan restablecido las condiciones previas al fallo, se reanuda la etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal y se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal con los valores de referencia anteriores al fallo. La provisión de una etapa de soporte tras el fallo con funcionamiento de soporte ayuda a que la red eléctrica se recupere y se estabilice después de un fallo de red eléctrica, incluso si la impedancia de red eléctrica ha cambiado temporalmente.

10 Aunque el documento US 2010/0176770 A1, mencionado al principio, enseña que la etapa de fallo en la cual las turbinas eólicas funcionan de manera autónoma se subdivide en diferentes fases condicionales con una intervención cada vez más intensa con respecto a la producción de corriente reactiva, la presente invención proporciona una etapa de soporte tras el fallo de control central adicional en la que la planta de energía eólica funciona en un modo de soporte.

15 Por consiguiente, las realizaciones proporcionan una planta de energía eólica conectada a una red eléctrica e implementan un método de control de la salida eléctrica de una planta de energía eólica en caso de un fallo de baja tensión transitorio de la red eléctrica. La tensión de red eléctrica nominal puede estar, por ejemplo, en el intervalo de desde 100 - 400 kV.

20 Tal como se indicó anteriormente, un fallo de red eléctrica de baja tensión es una disminución de la tensión de red eléctrica por debajo del umbral de tensión inferior del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal. El umbral de tensión inferior está, por ejemplo, en un intervalo de desde aproximadamente -5 % hasta aproximadamente -20 % por debajo de la tensión nominal de la red eléctrica. Por ejemplo, en una red eléctrica con una tensión nominal de 110 kV, el umbral de tensión inferior puede ser de 96 kV, en una red eléctrica con una tensión nominal de 220 kV puede ser de 193 kV, y en una red eléctrica con una tensión nominal de 380 kV puede ser de 350 kV. En algunas realizaciones, la tensión debe persistir durante un determinado intervalo de tiempo mínimo, por ejemplo durante al menos 10 - 100 ms, por debajo del umbral de tensión inferior para calificarse como fallo de red eléctrica de baja tensión.

25 En las realizaciones, sólo se requiere que las turbinas eólicas mantengan la conexión durante fallos de red eléctrica de baja tensión transitorios, es decir, fallos de red eléctrica en los que la disminución de tensión por debajo del umbral de tensión inferior dura menos de un segundo o unos pocos segundos, por ejemplo menos de 0,7 a 5 s. Por ejemplo, según el código de red eléctrica de E.ON 2006, figuras 5 y 6, esta duración de mantenimiento de conexión máxima requerida es de 1,5 s. No se requiere que las turbinas eólicas de las realizaciones mantengan la conexión durante fallos de red eléctrica de baja tensión que duran más de, por ejemplo, 5 s, es decir, fallos de red eléctrica que no son transitorios.

30 En las realizaciones, la planta de energía eólica incluye una pluralidad de turbinas eólicas equipadas con controladores de turbina eólica locales y un controlador de planta central. En algunas realizaciones, la planta de energía eólica tiene una red eléctrica interna a la que se conectan las turbinas eólicas y a la que alimentan la energía eléctrica que producen. La red eléctrica interna puede ser una única línea a la que se conectan todas las turbinas eólicas en una secuencia, o puede tener una estructura de árbol o anillo. En algunas realizaciones, se conecta a la red eléctrica externa de transmisión y/o distribución a través de un punto de acoplamiento común, también denominado “PCC” (por sus siglas en inglés, a continuación, el término “red eléctrica” se refiere generalmente a la red eléctrica externa (aguas abajo del PCC); cuando se hace referencia a la red eléctrica local dentro de la planta de energía eólica (aguas arriba del PCC) se usa el término “red eléctrica interna”; “aguas abajo” y “aguas arriba” se refieren al sentido de flujo de energía desde las turbinas eólicas hasta la red eléctrica externa). En algunas realizaciones, el controlador de planta central mide los parámetros eléctricos relacionados con la planta de energía eólica en su conjunto, por ejemplo al menos uno de una tensión de red eléctrica “observada” por la planta de energía eólica, la corriente eléctrica que fluye fuera de la planta de energía eólica, la fase relativa de la tensión de red eléctrica y la corriente, la frecuencia de la tensión de red eléctrica. Estas mediciones pueden realizarse en el PCC o en un punto en algún lugar aguas arriba o aguas abajo del PCC en el que se combinan todas las líneas de la red eléctrica interna. El punto en el que se realizan las mediciones también se conoce como el “punto de medición común” o “PCM” (por sus siglas en inglés).

35 En algunas de las realizaciones, la tarea principal del controlador de planta central es garantizar que la planta de energía eólica, observada en su conjunto, suministre energía eléctrica según los requisitos del proveedor de red eléctrica durante el funcionamiento en estado estacionario, es decir, en ausencia de un fallo de red eléctrica transitorio de baja tensión u otros fallos.

Con respecto a la producción de potencia reactiva, el proveedor de red eléctrica puede exigir, por ejemplo, que se

suministre un nivel absoluto de potencia reactiva (por ejemplo, Q en MVAR), o un nivel relativo de potencia o corriente reactiva (en relación con la potencia o corriente activa), por ejemplo expresado mediante un factor de potencia ($\cos \phi$) que incluye una indicación de si la potencia reactiva debe ser capacitiva o inductiva, o un ángulo de fase (ϕ), por la planta de energía eólica a la red eléctrica.

- 5 La producción de potencia reactiva también puede ser prescrita indirectamente por el proveedor de red eléctrica mediante un nivel de tensión deseado (por ejemplo, U en kV), por ejemplo, el nivel deseado de tensión en el PCM, que puede ser el PCC. El nivel de tensión deseado se logra, en algunas realizaciones, mediante el control de tensión por parte del controlador de planta. El control de tensión se basa en el hecho de que la tensión a través de la impedancia de la parte de la red eléctrica que se conecta a la planta de energía eólica (a menudo una línea de derivación) puede verse fuertemente influenciado (es decir, aumenta o disminuye) inyectando potencia reactiva (inductiva o capacitiva). En algunas de estas realizaciones con control de tensión, el controlador de planta realiza un control de circuito cerrado de la tensión midiendo repetidamente la tensión en el PCM (que, por ejemplo, puede ser el PCC), comparándola con el nivel de tensión deseado por el proveedor de red eléctrica para obtener una señal que represente el error de tensión y haciendo que produzca potencia reactiva con un signo (inductivo o capacitivo) y un nivel adecuados para contrarrestar el error de tensión. La tensión deseada no es necesariamente la tensión de red eléctrica nominal porque a menudo se desea que se proporcione potencia reactiva adicional más allá de la que se requeriría para mantener la tensión de red eléctrica a la tensión nominal.

20 Con respecto a la producción de potencia activa, normalmente las plantas de energía eólica tienen como objetivo producir tanta energía como sea posible. Sin embargo, en algunas realizaciones, el controlador de planta central está configurado para realizar un control de frecuencia de reducción y/o de red eléctrica y/o un control de oscilaciones de red eléctrica de amortiguación durante la etapa de soporte tras el fallo. Después de un fallo, los generadores o las áreas de red eléctrica pueden oscilar debido a las oscilaciones de eje mecánico y los controladores. Durante estos periodos, puede activarse un controlador de amortiguación, que puede monitorizar el flujo de potencia activa o la tensión en algún punto de red eléctrica para calcular si el sistema oscila.

25 La cantidad de reducción de la potencia activa producida puede basarse en una prescripción que puede variar de un evento de fallo a otro, por ejemplo proporcionada por el proveedor de red eléctrica. Alternativamente, la cantidad de reducción puede determinarse y ser la misma para todas las etapas de soporte tras el fallo. La prescripción puede expresarse en términos absolutos (por ejemplo: 'Reducir la potencia producida en x MW'; siendo x un número) o en términos relativos (por ejemplo: 'Reducir la potencia producida en el x %; siendo x un número entre 0 y 100). En este último caso, la prescripción relativa puede referirse a la potencia activa nominal de la planta (por ejemplo: 'Reducir la potencia producida en el x % de la potencia nominal de la planta de energía eólica). En otras realizaciones, la prescripción relativa se refiere a la potencia activa que podría producir la planta con el viento que prevalece actualmente (por ejemplo: 'Reducir la energía producida en el x % de la potencia que podría producir la planta de energía eólica con el viento que prevalece actualmente).

35 El soporte de frecuencia de la red eléctrica también puede basarse en una prescripción por parte del proveedor de red eléctrica de un límite de frecuencia superior en el que la planta de energía eólica tiene que reducir su potencia activa y, opcionalmente, un límite de frecuencia inferior en el que la planta de energía eólica tiene que producir potencia activa adicional (una turbina eólica que funciona a la máxima potencia producible no puede aumentar su potencia activa; por tanto, cualquier aumento de la potencia activa producida bajo demanda sólo puede proporcionarse por realizaciones que puedan funcionar en un modo reducido). En otras realizaciones, el límite de frecuencia superior (y el límite de frecuencia inferior, si es aplicable) está predeterminado y es el mismo para todas las etapas de soporte tras el fallo.

45 Todas estas diferentes prescripciones pueden proporcionarse como valores de referencia (también denominados "valores objetivo" o "puntos de consigna") al controlador de planta en línea por medio de un enlace de comunicación entre el centro de control del proveedor de red eléctrica y/o fuera de línea mediante un acuerdo sobre valores de referencia fijos o una planificación en la que se indican los valores de referencia para diferentes fechas y horas futuras. El proveedor de red eléctrica no tiene que realizar todas las prescripciones ni proporcionar todos los valores de referencia descritos anteriormente. En algunas de las realizaciones, se proporciona al menos uno de los siguientes: un valor de referencia de potencia reactiva absoluta, un valor de referencia de potencia reactiva relativa, un valor de referencia de nivel de tensión, una reducción de potencia activa absoluta significa valor de referencia, un valor de referencia de potencia activa-reativa y un valor de referencia de potencia activa en función de la frecuencia de red eléctrica.

55 El controlador de planta transforma los requisitos del proveedor de red eléctrica representados por los valores de referencia del proveedor de red eléctrica y/o los requisitos predeterminados, en valores de referencia de uno o más parámetros de producción eléctrica para los controladores de turbina eólica locales de las turbinas eólicas individuales en la planta de energía eólica. En algunas realizaciones, los valores de referencia para las turbinas eólicas son los niveles absolutos de potencia reactiva (Q, por ejemplo, en MVAR) y/o potencia activa (P, por ejemplo, en MW) para cada turbina eólica individual. Alternativamente, los valores absolutos también pueden expresarse en términos relativos, por ejemplo como porcentaje de la potencia nominal o corriente producible por la turbina eólica en cuestión. En otras realizaciones, por ejemplo, la referencia de potencia reactiva puede expresarse en relación con la potencia o corriente activa, por ejemplo representada por un factor de potencia ($\cos \phi$) (que

incluye opcionalmente una indicación de si el reactivo debe ser capacitivo o inductivo), o un ángulo de fase (φ). La producción de potencia reactiva por las turbinas eólicas individuales también puede estar representada por un valor de referencia de tensión que indica una tensión que la turbina eólica debe alcanzar en sus terminales. En algunas realizaciones, por ejemplo, la referencia de potencia activa puede ser relativa, por ejemplo en forma de un nivel de reducción relativa que prescribe que la potencia activa producida debe ser una determinada fracción (por ejemplo, el 95 %, o algún porcentaje en el intervalo del 80 % - 98 %) por debajo de la potencia activa producible por la turbina eólica en cuestión a la velocidad del viento que prevalece actualmente.

En algunas realizaciones, un planificador, que es un módulo funcional del controlador de planta central, es responsable de esta conversión de valores de referencia relacionados con la planta a valores de referencia individuales para las turbinas eólicas. El planificador también puede tener en cuenta la información obtenida de las turbinas eólicas, por ejemplo su producción de potencia activa y reactiva actual, su producción de potencia activa posible actualmente (si se hacen funcionar en modo reducido), etc. En algunas realizaciones, el planificador también puede tener en cuenta impedancias conocidas de las conexiones de red eléctrica interna entre las turbinas eólicas y el PCM, ya que estas impedancias modifican generalmente las cantidades relativas de potencia activa y reactiva (o el factor de potencia o ángulo de fase) emitidas en los terminales de la turbina eólica a diferentes valores en el PCM.

En el caso más sencillo, el planificador divide los valores absolutos de referencia relacionados con la planta entre el número de turbinas eólicas para obtener los valores de referencia individuales correspondientes para las turbinas eólicas. Por ejemplo, si un valor de referencia relacionado con la planta indica que la planta de energía eólica que, por ejemplo, consta de diez turbinas eólicas de igual potencia nominal, tiene que proporcionar una potencia reactiva de 1 MVAR, el planificador puede producir el mismo valor de referencia (en este ejemplo: 0,1 MVAR) para cada una de las turbinas eólicas. Sin embargo, en otras realizaciones, el planificador puede determinar valores de referencia no para todas las turbinas eólicas de la planta de energía eólica. Por ejemplo, las turbinas eólicas en una primera fila de una planta de energía eólica normalmente estarán sujetas a una mayor velocidad del viento que las turbinas de la segunda fila y las posteriores, ya que la energía extraída por las turbinas eólicas de la primera fila hace que la velocidad del viento se reduzca, etc. Si las turbinas eólicas de la primera fila ya funcionan a una potencia nominal o superior, mientras que las turbinas eólicas de las filas segunda, tercera... todavía funcionan en el modo de carga parcial, en algunas realizaciones, el planificador ordena a las turbinas eólicas de las filas segunda, tercera... que produzcan una mayor fracción de la potencia reactiva que ha de producir la planta de energía eólica que las turbinas eólicas de la primera fila, porque los convertidores de las primeras pueden captar más corriente adicional para producir potencia reactiva antes de alcanzar su límite de corriente que los convertidores de esta última.

En las realizaciones, durante el funcionamiento normal, antes de que se produzca un fallo de red eléctrica, las turbinas eólicas individuales de una planta de energía eólica se controlan por el controlador de planta. Tal como se describió anteriormente, el controlador de planta proporciona valores de referencia de uno o más parámetros de producción eléctrica, tales como la potencia activa, la potencia reactiva y/o la tensión que ha de producirse a las turbinas eólicas individuales de la planta de energía eólica. Este modo, en ausencia de un fallo de baja tensión, en el que las turbinas eólicas funcionan según el al menos un valor de referencia de uno o más parámetros de producción eléctrica proporcionados por el controlador de planta central, también se denomina "modo de funcionamiento de red eléctrica nominal".

La planta de energía eólica de algunas de las realizaciones está configurada para funcionar en tres etapas durante y después de un fallo de red eléctrica de baja tensión, una etapa de fallo, luego una etapa de soporte tras el fallo y una etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal después de la etapa de soporte tras el fallo. El número de tres etapas no es necesariamente exhaustivo; en algunas realizaciones puede haber una o más etapas adicionales antes, después, o insertadas entre las tres etapas descritas en el presente documento. En algunas realizaciones, cada etapa corresponde a un único estado del controlador de planta y/o controladores de turbina eólica. Entrar en o abandonar una etapa significa, por tanto, entrar en o abandonar el estado correspondiente. En otras realizaciones, una o más de las etapas están compuestas por una pluralidad de estados del controlador de planta y/o controladores de turbina eólica. Por ejemplo, tal como se explicará a continuación, en algunas realizaciones, la etapa de soporte tras el fallo se compone de un estado tras el fallo y un estado de control de recuperación del controlador de planta.

Etapas de fallo:

Uno de los requisitos básicos de muchos códigos de red eléctrica en todo el mundo es que una turbina eólica no debe desconectarse de la red eléctrica y apagarse durante un fallo de red eléctrica de baja tensión, sino que debe mantener la conexión durante la caída de baja tensión. Sin embargo, se permite que se desconecten las turbinas eólicas y se apaguen si la situación de baja tensión es persistente. Los códigos de red eléctrica proporcionan habitualmente una curva límite de la tensión en función del tiempo. La figura 1 muestra una curva de tensión a modo de ejemplo del patrón de tensión del código de red eléctrica E.ON 2006 mencionado al principio. Si la tensión permanece por encima de la curva límite, una turbina eólica no debe desconectarse. Si disminuye por debajo de la línea límite, es decir, entra en la región sombreada, se permite la desconexión. Muchos códigos de red eléctrica actuales de otros proveedores de red eléctrica o países definen un requisito similar, por ejemplo los códigos de red eléctrica de Irlanda, España, Reino Unido, etc.

En las realizaciones, el controlador de planta central y/o los controladores de turbina eólica locales están configurados para proporcionar una capacidad de mantenimiento de conexión de baja tensión durante una etapa de fallo.

5 En algunas de las realizaciones, el controlador de planta central y/o los controladores de turbina eólica locales están configurados para entrar en la etapa de fallo cuando se detecta un fallo de baja tensión. En algunas de las realizaciones, los controladores de la turbina eólica no seguirán ninguna referencia del controlador de planta central durante la etapa de fallo. En algunas realizaciones, se entra en la etapa de fallo cuando la tensión de red eléctrica en el PCM y/o en la turbina eólica en cuestión disminuye por debajo del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, o por debajo de otro umbral de entrada en fallo. En algunas realizaciones, la disminución de tensión también debe continuar durante un determinado intervalo de tiempo mínimo, por ejemplo durante al menos 10 - 100 ms para que se entre en la etapa de fallo.

15 El controlador de planta central y/o los controladores de turbina eólica locales están configurados para abandonar la etapa de fallo hacia la etapa de soporte tras el fallo, si la tensión retorna al intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal u otro umbral de abandono de fallo (que es normalmente por encima del umbral de entrada en fallo, para proporcionar una histéresis) dentro de una duración de fallo máxima predeterminada (por ejemplo, en un plazo de aproximadamente 1 a 2 segundos). En algunas realizaciones, la etapa de fallo no se abandona inmediatamente cuando la tensión retorna, sino que se extiende durante un periodo de retardo de retorno de fallo, por ejemplo de 500 ms, después de que la tensión ha retornado.

20 En algunas realizaciones, el controlador de planta central está configurado para controlar también las turbinas eólicas durante la etapa de fallo para mantener la conexión durante el fallo de red eléctrica.

25 En otras realizaciones, el controlador de planta central y los controladores de turbina eólica locales están configurados de tal manera que el control central por el controlador de planta se reemplaza por el control local llevado a cabo por las turbinas eólicas durante la etapa de fallo; es decir, los controladores de turbina eólica locales de las turbinas eólicas están configurados, durante la etapa de fallo, para hacer funcionar las turbinas eólicas de manera autónoma con respecto a su salida eléctrica para mantener la conexión durante el fallo de red eléctrica.

30 En las realizaciones, las turbinas eólicas mantienen la conexión en fallo durante la etapa de fallo, es decir, no se apagan y permanecen conectadas a la red eléctrica, como consecuencia del fallo. En algunas de las realizaciones no se imponen requisitos adicionales a las turbinas eólicas; es decir, no se requiere que las turbinas eólicas suministren potencia activa o reactiva durante la etapa de fallo. Esto cumple, por ejemplo, con el código de red eléctrica española "Resolución de 11 de febrero de 2005; PO 12.2; Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio", punto 3, BOE n.º 51, págs. 7405-7430.

35 En otras realizaciones, las turbinas eólicas no sólo tienen que proporcionar la funcionalidad de mantenimiento de conexión en fallo sino, además, suministrar corriente reactiva a la red eléctrica durante la etapa de fallo para soportar la red eléctrica. El suministro de corriente reactiva durante la etapa de fallo se basa, en algunas realizaciones, en el control de planta central; en otras realizaciones se basa en el control autónomo por parte de los controladores de turbina eólica locales. En algunas realizaciones, la corriente reactiva que ha de producirse es corriente reactiva capacitiva. Una turbina eólica de velocidad variable está equipada normalmente con un convertidor (de escala total o parcial), por ejemplo que comprende un inversor de lado de generador, un inversor de lado de red eléctrica y un enlace de CC entre los inversores con fuente de tensión (por ejemplo, un condensador). El inversor de lado de red eléctrica con la fuente de tensión puede funcionar como un STATCOM (compensador estático síncrono) y, por tanto, puede actuar como fuente de corriente reactiva.

45 En algunas realizaciones, se proporcionan uno o más compensadores estáticos síncronos (STAT-COM) en la planta de energía eólica. Un compensador estático síncrono puede tener una capacidad eléctrica (por ejemplo, una batería de condensadores), un convertidor que acople la capacidad eléctrica a la red eléctrica interna y un controlador local que controle el convertidor. En algunas de estas realizaciones, la producción de corriente reactiva, en particular durante la etapa de fallo, la realiza(n) el/los compensador(es) estático(s) síncrono(s) solo(s). En otra de estas realizaciones, los convertidores de turbina eólica y el/los compensador(es) estático(s) síncrono(s) producen la potencia reactiva requerida, o corriente, conjuntamente. El control de los compensadores estáticos síncronos para producir corriente o potencia reactiva se realiza de forma análoga a la de las turbinas eólicas; es decir, en algunas realizaciones por el controlador de planta central, en otras realizaciones por el controlador o controladores locales de STATCOM.

55 Existen determinadas limitaciones para los convertidores de turbina eólica y STATCOM con respecto a la producción de corriente reactiva: si la sincronización con la red eléctrica se pierde durante un fallo, no puede suministrarse corriente reactiva. El convertidor puede bloquearse durante un determinado periodo de la etapa de fallo, como medida de autoprotección. Además, cualquier convertidor de turbina eólica o STATCOM tiene normalmente una limitación de corriente. Es posible que tenga que usarse una determinada fracción de la corriente máxima permitida para permitir que la turbina eólica usada descargue su potencia activa en la red eléctrica. La limitación de corriente limita entonces la producción de corriente reactiva durante un fallo al margen de corriente restante bajo la limitación

de corriente.

5 En algunas realizaciones, la corriente reactiva máxima se suministra en respuesta a un fallo de red eléctrica, tal como requieren algunos códigos de red eléctrica. En vista de las limitaciones de corriente y temporización explicadas anteriormente, la “corriente reactiva máxima” es la cantidad de corriente reactiva que puede producirse bajo el límite de corriente del convertidor de la turbina eólica, y dependiendo de si el convertidor está sincronizado con la red eléctrica en lo más mínimo. Las realizaciones que suministran la corriente reactiva máxima cumplen con una amplia clase de códigos de red eléctrica, ejemplos de los cuales son “The Grid Code” de R.U., número 4, revisión 10, 2012, punto CC.6.3.15, y el “EirGrid Grid Code” irlandés, versión 3.5, 2011, punto WFPS1.4.

10 Todavía en otras realizaciones, no se requiere un suministro de corriente reactiva máxima durante la etapa de fallo, sino que la turbina eólica (o STATCOM) suministra una cantidad adicional de corriente reactiva que depende de la tensión de red eléctrica durante la etapa de fallo. Cuanto mayor es la desviación de la tensión de red eléctrica nominal, mayor es la cantidad de corriente reactiva adicional que debe suministrar la turbina eólica (o STATCOM). La “corriente reactiva adicional” es la corriente reactiva producida además de la corriente reactiva producida antes del fallo. El término “corriente reactiva adicional” también se aplica a casos en los que no se produjo corriente reactiva antes del fallo; entonces simplemente se refiere a la corriente reactiva total producida durante la etapa de fallo (porque la corriente reactiva adicional se “añade” a la corriente reactiva cero). En algunas realizaciones, esta relación entre la desviación de tensión y la producción de corriente reactiva adicional es lineal; la producción de corriente reactiva adicional corresponde entonces al control de tensión lineal. En el caso de la saturación, es decir, si la profundidad de la caída de tensión requerirá más corriente reactiva que la corriente máxima nominal, la corriente máxima nominal se produce para proporcionar corriente reactiva. En algunas realizaciones hay una banda muerta en el intervalo de tensión nominal; es decir, no se produce corriente reactiva adicional una vez que la tensión está dentro de la banda de tensión nominal. Una vez que la tensión aumenta de nuevo durante la etapa de fallo (por encima de la tensión de saturación), la producción de corriente reactiva se reduce, por ejemplo según la relación lineal.

25 El control de tensión durante la etapa de fallo según algunas realizaciones se ilustra en la figura 2: el control de tensión para producir corriente reactiva adicional (en este caso: corriente capacitiva) se activa en el caso de una caída de tensión por debajo del intervalo de tensión nominal; por ejemplo por debajo de un valor de aproximadamente el 5 % a aproximadamente el -20 % por debajo de la tensión de red eléctrica nominal U_n (en la figura 2 se muestra que es del 10 %). La cantidad de corriente reactiva adicional producida depende linealmente de la desviación de tensión con respecto a la tensión nominal. En el ejemplo que se muestra en la figura 2, se produce una cantidad del 2 % de la corriente máxima nominal que puede suministrar la turbina eólica (o STATCOM) por cada tanto por ciento de la caída de tensión. Suponiendo que no se produjo corriente reactiva antes del fallo, se alcanza la saturación en las caídas de tensión hasta el 50 % de la tensión nominal e inferiores, lo que significa que se produce la corriente reactiva correspondiente a la corriente máxima nominal. Una vez que la tensión aumenta de nuevo durante la etapa de fallo por encima de la tensión de saturación (por ejemplo, el 50 %), la producción de corriente reactiva se reduce según la relación lineal ilustrada en la figura 2. En algunas realizaciones, si la tensión aumenta por encima de la tensión nominal, y más allá del límite superior de la banda de tensión nominal (por ejemplo, más allá del 110 % de la tensión nominal), se produce una corriente capacitiva adicional que, por ejemplo, depende linealmente de la desviación de tensión de la tensión nominal según la misma relación lineal. Esto también se ilustra en la figura 2. Las realizaciones que proporcionan control de tensión durante un fallo de red eléctrica, por ejemplo, como en la figura 2, cumplen con otra clase de códigos de red eléctrica, un ejemplo del cual es el código de red eléctrica de E.ON 2006 mencionado al principio.

45 Tal como ya se mencionó, en algunas realizaciones, el controlador de planta central está configurado para controlar también las turbinas eólicas (y el/los STATCOM, si es aplicable), en el caso de un fallo de red eléctrica de baja tensión, para mantener la conexión durante el fallo de red eléctrica.

50 En otras realizaciones, en el caso de un fallo de red eléctrica de baja tensión, el control central por el controlador de planta se reemplaza por control local (también denominado control autónomo) llevado a cabo por las propias turbinas eólicas (y el/los STATCOM, si es aplicable) durante la etapa de fallo, para que las turbinas eólicas mantengan la conexión durante el fallo de baja tensión. El control local significa que las turbinas eólicas ya no siguen los valores de referencia de uno o más parámetros de producción eléctrica, tales como la potencia activa, la potencia reactiva y/o la tensión que ha de producirse, proporcionados por el controlador de planta, sino que controlan ellas mismas el suministro de corriente reactiva y/o activa (lo mismo se aplica a STATCOM, si es aplicable, con respecto a los valores de referencia mencionados, excepto la potencia activa). Por tanto, en algunas realizaciones, el controlador de planta deja de proporcionar, o actualizar, estos valores de referencia durante la etapa de fallo dado que las turbinas eólicas que funcionan de manera autónoma (y el/los STATCOM, si es aplicable) no los seguirían durante la etapa de fallo de todos modos.

60 En algunas realizaciones, independientemente de si el control durante la etapa de fallo es central o local, el controlador de planta realiza la detección de fallo de red eléctrica. Una vez que el controlador de planta detecta una caída de tensión que satisface la definición de un fallo de red eléctrica (la tensión disminuye por debajo del umbral de entrada en fallo y posiblemente puede persistir durante un intervalo de tiempo mínimo), decide que va a entrarse en la etapa de fallo y cambia sus valores de referencia a los valores de referencia de la etapa de fallo (en

realizaciones de control de etapa de fallo central), u ordena a las turbinas eólicas de la planta de energía eólica en consecuencia, que a continuación comiencen el control de etapa de fallo autónomo (en realizaciones de control de etapa de fallo local). En algunas de estas realizaciones, la tensión que mide el controlador de planta para desencadenar este cambio es la tensión de red eléctrica en el PCM, por ejemplo el PCC.

- 5 En otras realizaciones con control de etapa de fallo local, la detección de fallo de red eléctrica que hace que las turbinas eólicas (y el/los STATCOM, si es aplicable) entren en la etapa de fallo se realiza localmente por las turbinas eólicas (y el/los STATCOM, si es aplicable). Una vez que un controlador de turbina eólica (o STATCOM) detecta una caída de tensión que satisface la definición de fallo de red eléctrica (la tensión disminuye por debajo del umbral de entrada en fallo y posiblemente puede persistir durante un intervalo de tiempo mínimo), decide de manera autónoma que se ha alcanzado la etapa de fallo y comienza el control de etapa de fallo autónomo. En algunas de estas realizaciones, la tensión que mide el controlador de turbina eólica (o STATCOM) para desencadenar este cambio es la tensión de la red eléctrica de planta interna en los terminales de la turbina eólica (o STATCOM) (por ejemplo, en el lado de alta tensión del transformador de la turbina eólica), o la tensión en el lado de baja tensión del transformador de la turbina eólica.
- 10
- 15 En algunas realizaciones, cuando se ha eliminado el fallo, la etapa de fallo se termina y se realiza una transición a la etapa de soporte tras el fallo. Un fallo se considera eliminado, por ejemplo, cuando la tensión de red eléctrica ha retornado a lo que se denomina un umbral de retorno de tensión que puede ser, por ejemplo, el límite inferior del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, o una tensión por debajo del mismo, para garantizar un efecto de histéresis. Por ejemplo, el umbral de retorno de tensión puede estar en el intervalo del 0-15 % de la tensión nominal por debajo del límite inferior del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal. En algunas realizaciones, cuando la tensión de red eléctrica retorna al umbral de retorno de tensión, la etapa de fallo no se termina inmediatamente, y la transición no se realiza de inmediato, sino sólo después de un retardo, por ejemplo en el intervalo de 100 ms a 1,5 s después de que la tensión de red eléctrica ha retornado al umbral de retorno de tensión.
- 20
- 25 En algunas realizaciones con control de etapa de fallo local, las actividades de someter a prueba si la tensión de red eléctrica ha alcanzado el umbral de retorno de tensión y de determinar si debe realizarse la transición a la etapa de soporte tras el fallo, se realizan todavía por el controlador de turbina eólica (o STATCOM) local.

En otras realizaciones con control de etapa de fallo local y realizaciones con control de etapa de fallo central, estas actividades las lleva a cabo el controlador de planta central. Cuando el controlador de planta central decide que debe realizarse la transición, envía un orden correspondiente (por ejemplo, denominada "orden de entrada tras el fallo") a los controladores de turbina eólica de algunas o todas las turbinas eólicas de la planta de energía eólica (y/o el/los controlador(es) de STATCOM, si es aplicable). En realizaciones con control de etapa de fallo local, los controladores de turbina eólica locales, aunque controlan las turbinas eólicas de manera autónoma durante la etapa de fallo, pueden escuchar al controlador de planta durante la etapa de fallo y cesar el control local en respuesta a la orden de entrada tras el fallo.

30

35

En algunas de las realizaciones de control de etapa de fallo local en las que la prueba de si la tensión de red eléctrica ha alcanzado el umbral de retorno de tensión la realiza el controlador de turbina eólica (o STATCOM) local, la tensión de red eléctrica que se somete a prueba frente al umbral es la tensión de la red eléctrica de planta interna en los terminales de la turbina eólica (o STATCOM) (por ejemplo, en el lado de alta tensión del transformador de la turbina eólica), o la tensión en el lado de baja tensión del transformador de la turbina eólica. En otras realizaciones de este tipo, la tensión de red eléctrica que se somete a prueba frente al umbral es la tensión en el PCM. La tensión medida en el PCM se mide por, o bajo la supervisión de, el controlador de planta, y una señal de información representativa de la tensión de red eléctrica medida en el PCM se envía a los controladores de planta locales.

40

En algunas de las realizaciones en las que el controlador de planta central realiza la prueba de si la tensión de red eléctrica ha alcanzado el umbral de retorno de tensión, la tensión de red eléctrica sometida a prueba frente al umbral es la tensión medida en el PCM.

45

Etapa de soporte tras el fallo:

Tal como se indicó al principio, un retorno del funcionamiento de fallo con los valores de referencia anteriores al fallo inmediatamente después de que el fallo se haya eliminado puede estar contraindicado para la recuperación adicional de la red eléctrica. Esto se debe a que, por ejemplo, puede haberse producido un cambio de impedancia, o la estabilidad de red eléctrica puede disminuir, como consecuencia del fallo de red eléctrica que puede no conocer, al menos inicialmente, el controlador de planta.

50

Dado que no se sabe de antemano si, y en qué dirección (inductiva o capacitiva), ha cambiado la impedancia de red eléctrica como consecuencia de un fallo, durante la etapa de soporte tras el fallo, el control lo realiza el controlador de planta central que controla la planta de energía eólica para que funcione de manera que soporte la recuperación de red eléctrica adicional.

55

"Soporte" significa que la planta de energía eólica se controla para (i) proporcionar sólo potencia real (factor de potencia = 1), o (ii) realizar un control de tensión con una referencia de tensión que soporta la recuperación de red

eléctrica.

Por consiguiente, en algunas realizaciones, el controlador de planta central está configurado para controlar la planta de energía eólica durante la etapa de soporte tras el fallo para proporcionar sólo potencia real, sin potencia reactiva. Proporcionar sólo potencia real es un funcionamiento de manera neutra, al menos no está contraindicado para la recuperación de red eléctrica.

En otras realizaciones, el controlador de planta central está configurado para controlar la planta de energía eólica durante la etapa de soporte tras el fallo para realizar el control de tensión con una referencia de tensión que soporta la recuperación de red eléctrica. La inyección de potencia reactiva generalmente aumentará o disminuirá la tensión de red eléctrica en el PCM dependiendo de si se inyecta potencia reactiva capacitiva o inductiva, y de si la impedancia de la red eléctrica es predominantemente inductiva o capacitiva.

En estas realizaciones de control de tensión, diversas referencias de tensión diferentes pueden soportar la recuperación de red eléctrica, dependiendo de las circunstancias. Por ejemplo, en una realización a modo de ejemplo, el controlador de planta central está configurado para realizar un control de tensión con la tensión de red eléctrica nominal como referencia de tensión. Esto significa que el controlador de planta central intenta mantener el valor de tensión, por ejemplo en el PCM, en la tensión de red eléctrica nominal, mediante inyección de potencia reactiva.

En otro ejemplo de una realización de control de tensión, el controlador de planta central está configurado para realizar un control de tensión con el valor de tensión anterior de red eléctrica antes de que se produjese el fallo como referencia de tensión, cerca de la tensión de red eléctrica nominal (por ejemplo, dentro de un intervalo de 0,95 a 1,05 de la tensión nominal). Esto puede estar motivado por el hecho de que otros reguladores de tensión en la red eléctrica, tales como cambiadores de tomas que adaptan las razones de los devanados de transformador primarios y secundarios, suelen ser muy lentos. Por ejemplo, si la red eléctrica funciona con una tensión de 1,02 pu (= el 2 % por encima del valor nominal) antes del fallo, todos los cambiadores de tomas del sistema se adaptan a este valor después del fallo, así (en algunos casos, dependiendo de topología de la red eléctrica) puede ser beneficioso usar esta tensión (1,02 pu) como la referencia de tensión durante la etapa de soporte tras el fallo. De lo contrario, el uso de la tensión de red eléctrica nominal como la referencia de tensión podría provocar una subtensión en los devanados secundarios de los transformadores (en el ejemplo mencionado, la subtensión en el devanado secundario sería de aproximadamente 0,98 pu).

Todavía en otro ejemplo de una realización de control de tensión, el controlador de planta central está configurado para realizar un control de tensión con el valor de tensión anterior de la red eléctrica antes de que se produjese el fallo como la referencia de tensión, que puede estar más lejos de la tensión nominal que en el ejemplo anterior. Por ejemplo, la planta de energía eólica puede "conectarse en antena", lo que significa que la planta se conecta a la red eléctrica de transmisión a través de una larga línea de derivación. Dado que nadie está conectado a la línea de derivación (excepto la propia planta de energía eólica) no es necesario tener una tensión de red eléctrica nominal en el punto de acoplamiento común. En este caso, eligiendo una referencia de tensión mayor, puede mejorarse la tensión después de la línea de derivación (donde se conecta a la red eléctrica de transmisión), lo que puede soportar la recuperación de red eléctrica.

En todas estas realizaciones de control de tensión se intenta mantener el valor de tensión, por ejemplo en el PCM, mediante un control de circuito cerrado a la tensión de referencia, mediante inyección de potencia reactiva. En algunas de estas realizaciones, la etapa de soporte tras el fallo comprende medir una tensión en el PCM, comparar la tensión medida con la tensión de referencia y ajustar, por parte del controlador de planta central, un valor de referencia para la producción de potencia reactiva o corriente reactiva para contrarrestar cualquier desviación de la tensión medida con respecto a la tensión de referencia. Por ejemplo, la tensión en el PCM se mide repetidamente, en comparación con el nivel de tensión deseado en el PCM (en este caso: la tensión de red eléctrica nominal), se genera una señal de error que representa la desviación de la tensión medida con respecto a la tensión de red eléctrica nominal, y la señal de error hace que las turbinas eólicas produzcan potencia reactiva con un nivel y un signo (inductivo o capacitivo), lo que es adecuado para contrarrestar la desviación con respecto a la tensión de referencia.

Si sólo se produce potencia activa durante la etapa de soporte tras el fallo, dos opciones de implementación de controlador a modo de ejemplo diferentes son:

- el uso de un controlador de factor de potencia en el que la referencia es el factor de potencia $PF = 1$; este controlador usará la potencia activa y reactiva medidas a nivel de planta (por ejemplo, en el PCM) y el factor de potencia de referencia para calcular la Q correcta que producirán las turbinas eólicas (y el STATCOM, si es aplicable) necesaria para lograr $PF = 1$ en el PCM;
- el uso de un controlador de potencia reactiva, en el que la referencia es potencia reactiva de 0 pu; este controlador usará la potencia reactiva medida a nivel de planta (por ejemplo, en el PCM) junto con la potencia reactiva de referencia para calcular la Q correcta que producirán las turbinas eólicas (y el STATCOM, si es aplicable) necesaria para lograr $Q = 0$ en el PCM.

Si se realiza un control de tensión con una referencia de tensión de 1 pu, o cualquier otra referencia de tensión de soporte, durante la etapa de soporte tras el fallo, una implementación de controlador a modo de ejemplo usa como retroalimentación la tensión medida a nivel de planta (por ejemplo, en el PCM). Este controlador usa una comparación de la tensión medida en el PCM y la referencia de tensión para adaptar la Q de modo que la tensión en el PCM sea igual, o al menos se aproxime, a la referencia de tensión.

En algunas realizaciones, se inyecta potencia activa durante la etapa de soporte tras el fallo como en el funcionamiento normal. Por ejemplo, a velocidades del viento iguales o superiores a la velocidad del viento nominal de la turbina eólica en cuestión, se produce potencia activa nominal, y a velocidades del viento inferiores a la velocidad del viento nominal, la potencia activa producida corresponde a la cantidad obtenible a la velocidad del viento dada. En realizaciones en las que el control de tensión nominal se activa durante la etapa de soporte tras el fallo, la potencia activa puede reducirse si un límite de corriente del convertidor de turbina eólica no permite que se produzca la corriente activa y reactiva requeridas. Además, dado que la etapa de soporte tras el fallo sucede directamente a la etapa de fallo, un transitorio en la producción de potencia activa estará presente todavía durante la etapa tras el fallo. Por ejemplo, en algunas realizaciones, la cantidad de potencia activa producida sigue incrementándose durante la etapa de soporte tras el fallo desde un valor bajo (que se debe al hecho de que durante un evento de baja tensión sólo puede inyectarse una cantidad reducida de potencia activa o incluso no puede inyectarse potencia activa) hacia la producción de potencia activa mencionada anteriormente durante el funcionamiento normal.

Durante la etapa tras el fallo, la potencia activa puede controlarse para proporcionar estabilidad de red eléctrica. Por ejemplo, el controlador de planta puede activar durante esta etapa un funcionamiento de reducción y/o activar un control de frecuencia. Además o alternativamente, el controlador de planta puede activar un controlador de amortiguación durante esta etapa para amortiguar las oscilaciones de red eléctrica (oscilaciones de frecuencia) detectadas en el PCM. Normalmente, después de un fallo, las plantas convencionales pueden oscilar debido a las oscilaciones de eje y/o la influencia del control. El controlador de amortiguación contrarresta las oscilaciones de frecuencia mediante inyección de potencia activa oscilante con una contrafase; por tanto, un controlador de amortiguación soportará la estabilidad del sistema. Después de este periodo, el controlador de planta puede cambiar a la potencia de seguimiento máxima del viento disponible.

El control de las turbinas eólicas individuales (y el/los STATCOM, si es aplicable) lo realiza el controlador de planta central durante la etapa de soporte tras el fallo. El controlador de planta central proporciona al menos un valor de referencia que ordena a las turbinas eólicas individuales que funcionen de manera neutra o de soporte, es decir, que no produzcan potencia reactiva o realicen un control de tensión según una referencia de tensión.

Por tanto, en realizaciones con control local durante la etapa de fallo, cuando se realiza la transición de la etapa de fallo a la etapa de soporte tras el fallo, se cambia el control del control de turbina eólica local por los controladores de turbina eólica locales al control de planta central por el controlador de planta. Además, en algunas de las realizaciones con control de tensión local durante la etapa de fallo, la tensión de red eléctrica medida en la que se basa el control de tensión es la tensión de la red eléctrica de planta interna en los terminales de la turbina eólica o la tensión en el lado de baja tensión de los transformadores de la turbina eólica durante la etapa de fallo, mientras que es la tensión de red eléctrica en el PCM durante la etapa de soporte tras el fallo.

Sin embargo, en las realizaciones con control central durante la etapa de fallo, el controlador de planta central controla los controladores de turbina eólica locales (y el/los controlador(es) de STATCOM, si es aplicable) durante las tres etapas (etapa de fallo, etapa de soporte tras el fallo, etapa de funcionamiento normal) sin ceder el control a los controladores locales durante la etapa de fallo.

Etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal:

Finalmente, después de la etapa de soporte tras el fallo, la planta de energía eólica entra en una etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal (también denominada etapa de funcionamiento normal). Se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, que prevalecía antes del fallo de baja tensión. Esta etapa de funcionamiento normal se caracteriza porque la configuración de control es la que el cliente u operador de red eléctrica demandan por defecto; puede diferir del control de tensión de soporte o de la inyección de potencia activa sólo activados durante la etapa tras el fallo. Por tanto, los valores de referencia que ya no están vinculados a los valores de referencia de funcionamiento neutro o los valores de referencia de funcionamiento de soporte de la etapa de soporte tras el fallo ahora los proporciona el controlador de planta. En algunas realizaciones, los valores de referencia reflejan lo que demanda el proveedor de red eléctrica. Los valores de referencia pueden ser los mismos que antes del fallo. Alternativamente, los valores de referencia tras el fallo pueden diferir de los valores de referencia anteriores al fallo. Por ejemplo, puede tenerse en cuenta un cambio persistente del estado de la red eléctrica, tal como un cambio de la impedancia de red eléctrica desde anterior al fallo a tras el fallo, lo que puede requerir un cambio en la producción de potencia reactiva. Los cambios en la cantidad de consumo de energía y/o los cambios en la cantidad de producción de energía en la red eléctrica pueden requerir un cambio en la producción de potencia activa por parte de la planta de energía eólica o un cambio en el grado de reducción.

En algunas realizaciones, se abandona la etapa de soporte tras el fallo y se reanuda el modo de funcionamiento de

red eléctrica nominal en respuesta a la expiración de un intervalo de tiempo iniciado cuando se entró en la etapa de soporte tras el fallo. Dicho de otro modo, el intervalo de tiempo representa la duración de la etapa de soporte tras el fallo. En algunas de estas realizaciones, el intervalo de tiempo está predeterminado, es decir, ya se había establecido antes de que se produjese el fallo. En otras realizaciones, la duración del intervalo de tiempo depende de la intensidad del fallo, por ejemplo cuanto más profunda es la caída de tensión, mayor es el intervalo de tiempo. La dependencia de la duración del intervalo de tiempo de la profundidad de la caída de tensión puede ser según una función predeterminada. Es común a estas realizaciones que la duración de la etapa de soporte tras el fallo sea independiente del desarrollo real de la recuperación de red eléctrica.

Sin embargo, en otras realizaciones, la duración de la etapa de soporte tras el fallo depende del desarrollo real de la recuperación de red eléctrica. Por ejemplo, en algunas de estas realizaciones, se monitoriza al menos un parámetro de red eléctrica durante la etapa de soporte tras el fallo. Si se determina que el al menos un parámetro de red eléctrica monitorizado ha adoptado un valor indicativo de las condiciones de red eléctrica nominal, se abandona la etapa de soporte tras el fallo y se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal.

En algunas realizaciones, el parámetro de red eléctrica es un parámetro eléctrico de la red eléctrica, por ejemplo, la tensión de red eléctrica y/o la frecuencia de red eléctrica. En algunas realizaciones, cuando la tensión de red eléctrica y/o la frecuencia de red eléctrica han retornado a su intervalo de tensión y/o frecuencia nominal, se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal. En algunas realizaciones, debe satisfacerse una condición adicional para reanudar el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, es decir que la tensión de red eléctrica y/o la frecuencia de red eléctrica se hayan mantenido dentro de ese intervalo durante un determinado periodo de tiempo indicativo de condiciones de red eléctrica nominal estables (por ejemplo, que oscilan entre 2 y 60 segundos). En otras realizaciones, los valores absolutos de la tensión de red eléctrica y/o la frecuencia de red eléctrica no son, o no son completamente, decisivos. Es más bien (alternativa o adicionalmente) el resultado de monitorizar las oscilaciones de la tensión de red eléctrica y/o la frecuencia de red eléctrica en las que se basa la reanudación del modo de funcionamiento de red eléctrica nominal. Esto se debe a que durante la recuperación de red eléctrica después de un fallo, a veces hay un periodo de inestabilidad que aparece a menudo en tales oscilaciones. Por consiguiente, en algunas realizaciones se monitorizan las oscilaciones de la tensión de red eléctrica y/o la frecuencia de red eléctrica, y cuando la amplitud de oscilación ha disminuido por debajo de un umbral de oscilación indicativo de estabilidad de red eléctrica y, posiblemente, ha permanecido por debajo de este umbral durante un determinado periodo de retardo (por ejemplo, que oscila entre 2 y 60 segundos) se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal.

En otras realizaciones, el parámetro de red eléctrica monitorizado es la impedancia de una parte relevante de red eléctrica, por ejemplo de una línea de transferencia de conexión que conecta la planta de energía eólica a la parte principal de red eléctrica. El controlador de planta puede determinar la impedancia en cuestión, por ejemplo, basándose en el conocimiento de la parte de red eléctrica en cuestión y los elementos de red eléctrica, y las señales recibidas por el controlador de planta que representan la configuración actual de los elementos de red eléctrica que cambian la impedancia, tales como disyuntores, conmutadores, tomas de transformador, etc. Cuando la evaluación de la impedancia ha revelado que la impedancia está dentro de un intervalo de impedancia para el funcionamiento nominal y, opcionalmente, ha permanecido en ese intervalo durante un determinado periodo de retardo (por ejemplo, que oscila entre 2 y 60 segundos), se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal.

Todavía en otras realizaciones, el parámetro de red eléctrica es una señal de información del proveedor de red eléctrica recibida durante la etapa de soporte tras el fallo que indica que la red eléctrica se ha recuperado. Al recibir esta señal, se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal en estas realizaciones.

En general, el controlador de planta central y los controladores de turbina eólica locales tienen muchas otras funciones además de la funcionalidad de mantenimiento de conexión de baja tensión. Por consiguiente, en algunas realizaciones, el controlador de planta central comprende diferentes funciones de programa de control, una de las cuales es responsable de la funcionalidad de mantenimiento de conexión de baja tensión.

En algunas realizaciones, las diferentes etapas durante el mantenimiento de conexión de baja tensión están representadas en el controlador de planta central por diferentes estados. De manera correspondiente, la parte del programa de control responsable de la funcionalidad de mantenimiento de conexión de baja tensión es una máquina de estados que implementa diferentes estados de control, denominada máquina de estados de mantenimiento de conexión de baja tensión. Los estados de control de la máquina de estados de mantenimiento de conexión de baja tensión pueden comprender:

(a) un estado de fallo activo durante la etapa de fallo;

(b) un estado tras el fallo activo durante la etapa de soporte tras el fallo;

(c) un estado de funcionamiento normal activo durante la etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal.

En algunas realizaciones, el estado (c) (funcionamiento normal) no se implementa como parte de la máquina de estados de mantenimiento de conexión de baja tensión, ya que pertenece al funcionamiento normal de la planta de energía eólica. Como alternativa, algunas de las máquinas de estados de mantenimiento de conexión de baja

tensión tienen un estado (c') en su lugar, un estado de 'recuperación de control' activo durante la transición de la etapa de soporte tras el fallo a la etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal, para permitir que la máquina de mantenimiento de conexión de baja tensión no obstante soporte la transición del estado tras el fallo al funcionamiento de red eléctrica nominal. El estado de control de recuperación (c') es un estado de transición entre el estado tras el fallo y el funcionamiento de red eléctrica nominal.

Aunque se realice un control de tensión por el controlador de planta central durante dos o tres etapas o estados, el hecho de que el controlador de planta central esté configurado, en algunas realizaciones, para realizar el control de tensión en cada una de estas etapas o estados individualmente y de manera independiente de otras etapas o estados, los parámetros de control de tensión pueden elegirse de manera diferente en todas las etapas o estados, lo que permite que el mantenimiento de conexión en fallo y la recuperación de red eléctrica se realicen de manera mejorada y flexible. Los parámetros de control de tensión usados en el control de tensión que pueden elegirse de manera diferente son la referencia de tensión y/o la pendiente, o inclinación, de la función de la potencia/corriente reactiva frente a la tensión medida (un ejemplo de una función de inclinación de este tipo se muestra en la figura 2; la pendiente de esta función es el 0,5 % de la corriente reactiva adicional por el 1 % de desviación de la tensión con respecto a la tensión nominal).

En algunas de las realizaciones con control local durante la etapa de fallo, es decir, realizaciones en las que la función de control del controlador de planta la asumen los controladores de turbina eólica locales (y controlador(es) de STATCOM, si es aplicable) durante la etapa de fallo, el controlador de planta central está configurado, tras entrar en la etapa de fallo, para "congelar" un estado de al menos aquella parte del controlador de planta central que proporciona el control de la producción eléctrica en el funcionamiento nominal y almacena un valor de funcionamiento anterior al fallo de al menos una variable de control. "Congelación" significa que el estado no varía. Esta variable de control almacenada y congelada puede ser al menos uno de los siguientes: un valor de referencia de potencia reactiva, un valor de referencia de potencia activa y un componente de integrador del controlador de planta. Tras la reanudación del modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, en algunas realizaciones se suspende la congelación del controlador de planta central, y se reanuda el control de planta central usando el al menos un valor de variable de control almacenado del funcionamiento anterior al fallo. La congelación puede realizarse en realizaciones en las que las turbinas eólicas no escuchan al controlador de planta central durante la etapa de fallo; de lo contrario, en otras realizaciones con control por el controlador de planta durante la etapa de fallo, el controlador de planta central puede pasar por las diferentes etapas con sus diferentes estados de control sin congelación.

En realizaciones de este tipo con una máquina de estados, el "estado de fallo" también puede denominarse un "estado de control de congelación".

En las realizaciones de control local, durante la etapa de fallo, las turbinas eólicas (y el/los STATCOM, si es aplicable) ya no siguen ninguna referencia de potencia reactiva por parte del controlador de planta, ya que el control se transfiere a los controladores de turbina eólica (y/o STATCOM) locales. En algunas realizaciones, el controlador de planta tiene un componente de integrador (es, por ejemplo, un controlador PI o PID). El controlador de planta puede incluir un controlador de tensión de retroalimentación que tiene como objetivo mantener la tensión en el PCM en un valor objetivo mediante la evaluación de una señal de error basada en una diferencia entre la tensión de PCM real y la tensión de PCM objetivo y la provisión de una referencia de potencia reactiva adecuada a las turbinas eólicas individuales para contrarrestar cualquier diferencia de tensión de este tipo. El componente de integrador del controlador de tensión, por ejemplo, integra la diferencia de tensión. La señal de error tiene una componente correspondiente a la integral de la diferencia de tensión. En estas realizaciones, "congelación" puede significar impedir que se acumule el término integral del controlador. Cuando los controladores de turbina eólica locales asumen la función del controlador de planta durante la etapa de fallo, las turbinas eólicas ya no siguen ninguna referencia de potencia reactiva por parte del controlador de planta. Para impedir que el integrador continúe la acumulación y, finalmente, se sature, en algunas de estas realizaciones el integrador se congela, dicho de otro modo, el estado del controlador congelado comprende un valor de referencia de potencia reactiva y/o un componente de integrador del controlador de tensión de PCM del controlador de planta. El valor de funcionamiento anterior al fallo almacenado de la al menos una variable de control puede ser un valor de componente de integrador anterior al fallo que se usa de nuevo cuando la planta de energía eólica y el controlador de planta central retornan al funcionamiento normal, es decir, el funcionamiento de red eléctrica nominal.

La descripción anterior de los aspectos generales de las realizaciones, y el contenido de las reivindicaciones dependientes, aunque se presentan en relación con una planta de energía eólica, también se refieren al método en sí mismo que se implementa en el controlador de planta central y, en realizaciones con control local durante la etapa de fallo, parcialmente en los controladores de turbina eólica (y controlador(es) de STATCOM, si es aplicable) locales.

El controlador de planta central y los controladores de turbina eólica locales pueden, por ejemplo, ser ordenadores de control, cada uno con una unidad central de procesamiento (CPU), memoria para los datos y programas de control, una interfaz de entrada/salida (I/O) y bus de datos que conecta la CPU, la memoria y la interfaz I/O.

En algunas realizaciones, el sistema de control es un sistema distribuido, por ejemplo, en forma de varios microprocesadores conectados entre sí; por ejemplo uno o más microprocesadores para el controlador de planta y/o

uno o más microprocesadores para cada turbina eólica.

En algunas realizaciones, la noción de que un controlador está “configurado” para llevar a cabo una determinada actividad significa que el controlador, es decir, el ordenador de control está programado para llevar a cabo esta actividad. Por ejemplo, se implementa un programa de control para llevar a cabo el método de control de la salida eléctrica de una planta de energía eólica en caso de un fallo de baja tensión transitorio en forma de instrucciones y datos almacenados en la memoria del/de los ordenador(es) de control de manera no transitoria, y cuando el programa almacenado se ejecuta en la CPU del/de los ordenador(es) de control, se lleva a cabo el método.

Por tanto, en algunas realizaciones, las expresiones del tipo “... controlador configurado para llevar a cabo, o provocar, alguna actividad relacionada con el método” significa que el ordenador que representa el controlador en cuestión está programado de una manera no transitoria de modo que el programa haga que se lleve a cabo la actividad relacionada con el método cuando se ejecute el programa informático. La planta de energía eólica definida de esta manera se distingue al menos por esta programación especial (es decir, el almacenamiento de este programa informático especial) de plantas con el mismo hardware, si lo hay, que, sin embargo, no están configuradas (por ejemplo, no programadas) para llevar a cabo dichas actividades relacionadas con el método.

La “congelación” del controlador de planta central tras entrar en la etapa de fallo se ha descrito anteriormente como una función opcional de las realizaciones de control local que puede añadirse a la funcionalidad descrita en las reivindicaciones independientes 1 y 14. Sin embargo, la funcionalidad de congelación del controlador también puede ser útil en plantas de energía eólica y métodos sin una etapa de soporte tras el fallo y, por tanto, se reivindica de manera independiente en las reivindicaciones 15 y 18. En el contexto de las reivindicaciones 15 y 18, la etapa de soporte tras el fallo descrita es opcional.

Cuando los controladores de turbina eólica locales asumen la función del controlador de planta durante la etapa de fallo y las turbinas eólicas, en algunas realizaciones, entran en la etapa de fallo, un estado de al menos aquella parte del controlador de planta central que proporciona el control de la producción eléctrica en el modo de funcionamiento nominal se “congela” y se almacena un valor de funcionamiento anterior al fallo de al menos una variable de control. “Congelación” significa que el estado no varía. Esta variable de control almacenada o congelada puede ser al menos uno de los siguientes: un valor de referencia de potencia reactiva, un valor de referencia de potencia activa y un componente de integrador del controlador de planta. Tras la reanudación del modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, en algunas realizaciones se suspende la congelación del controlador de planta central y se reanuda el control de planta central usando el al menos un valor de variable de control almacenado del funcionamiento anterior al fallo.

En algunas realizaciones, durante la etapa de fallo, las turbinas eólicas (y el/los STATCOM, si es aplicable) ya no siguen ninguna referencia de potencia reactiva por parte del controlador de planta, ya que el control se transfiere a los controladores de turbina eólica local (y/o STATCOM) locales. En algunas realizaciones, el controlador de planta tiene un componente de integrador (es, por ejemplo, un controlador PI o PID). El controlador de planta puede incluir un controlador de tensión de retroalimentación que tiene como objetivo mantener la tensión en el PCM en un valor objetivo mediante la evaluación de una señal de error basada en una diferencia entre la tensión de PCM real y la tensión de PCM objetivo y la provisión de una referencia de potencia reactiva adecuada a las turbinas eólicas individuales para contrarrestar cualquier diferencia de tensión de este tipo. El componente de integrador del controlador de tensión, por ejemplo, integra la diferencia de tensión. La señal de error tiene una componente correspondiente a la integral de la diferencia de tensión. En estas realizaciones, “congelación” puede significar impedir la acumulación del término integral del controlador. Cuando los controladores de turbina eólica locales asumen la función del controlador de planta durante la etapa de fallo, las turbinas eólicas ya no siguen ninguna referencia de potencia reactiva por parte del controlador de planta. Para impedir que continúe la acumulación del integrador y, finalmente, se sature, en algunas de estas realizaciones el integrador se congela, dicho de otro modo, el estado del controlador congelado comprende un valor de referencia de potencia reactiva y/o un componente de integrador del controlador de tensión de PCM del controlador de planta. El valor de funcionamiento anterior al fallo almacenado de la al menos una variable de control puede ser un valor de componente de integrador anterior al fallo que se usa de nuevo cuando la planta de energía eólica y el controlador de planta central retornan al funcionamiento normal, es decir, el funcionamiento de red eléctrica nominal.

En algunas de las realizaciones del controlador de congelación, el controlador de planta central comprende una máquina de estados de mantenimiento de conexión de baja tensión que implementa diferentes estados de control, que comprende un estado de control de congelación activo durante la etapa de fallo y un estado de funcionamiento normal, o un estado de control de recuperación activo durante la transición a la etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal. Puede haber un estado tras el fallo, pero es opcional.

El contenido opcional de las reivindicaciones dependientes 2, 4 a 12 también puede combinarse con las reivindicaciones independientes 15 y 18.

Descripción detallada de realizaciones

Figura 3: Planta de energía eólica.

La planta de energía eólica 1 a modo de ejemplo de la figura 3 tiene una pluralidad de turbinas eólicas 2, indicadas individualmente por 2.1, 2.2 y 2.5. Cada turbina eólica 2 tiene un rotor 3 con palas de rotor 4 soportadas de manera rotatoria en una góndola 5 que está montada en la torre 6. El rotor 3 acciona un generador 7. Para permitir una velocidad del rotor variable, la corriente eléctrica producida por el generador 7 se convierte por un convertidor 8 en corriente adaptada a la frecuencia de red eléctrica fija (por ejemplo, 50 Hz o 60 Hz), por ejemplo por un convertidor a gran escala o un convertidor de un generador de inducción de doble alimentación (DFIG, por sus siglas en inglés). El convertidor 8 permite que se produzca corriente con una fase arbitraria, según se desee, en relación con la tensión de red eléctrica, permitiendo de ese modo que se produzca potencia reactiva variable. El convertidor 8 también permite que la amplitud de tensión producida se varíe dentro de determinados límites. Cada turbina eólica 2 tiene un controlador de turbina eólica local 22 que ordena al convertidor 8 de la turbina eólica que produzca corriente eléctrica con una fase y tensión específicas.

Cada turbina eólica 2 tiene terminales 9 en los que la turbina eólica 2 emite la energía eléctrica producida. Las turbinas eólicas 2 de la planta de energía eólica 1 están conectadas eléctricamente a un punto de acoplamiento común (PCC) 10 mediante una red eléctrica interna de planta 11. Las impedancias de las secciones de las líneas internas 12 de la red eléctrica interna 11 se simbolizan mediante recuadros indicados por 13a-13d.

El PCC 10 es el punto en el que la planta de energía eólica 1 está conectada eléctricamente a la red eléctrica de servicios públicos externa 14. La red eléctrica de servicios públicos 14 comprende, por ejemplo, una red de transmisión de alta tensión distante 15 y una conexión de línea de derivación 16 por medio de la cual la planta de energía eólica 1 se conecta a la red de transmisión de alta tensión distante 15. La conexión de línea de derivación 16 puede comprender, por ejemplo, dos líneas de derivación paralelas eléctricamente 17a, 17b. Cada línea de derivación 17a, 17b está equipada con conmutadores 18a, 18b, por ejemplo en sus extremos. Por medio de los conmutadores, el operador de red puede dejar fuera de servicio una de las líneas de derivación 17a, 17b, por ejemplo, en caso de cortocircuito en la línea de derivación 17a, 17b en cuestión. Las impedancias de las líneas de derivación 17a, 17b, que pueden incluir transformadores 19a, 19b, por ejemplo que se ubican inmediatamente aguas abajo de, y con conexión de sus devanados secundarios al PCC 10, se simbolizan mediante recuadros indicados por 20a, 20b.

La planta de energía eólica 1 está equipada con un controlador de planta central 21. El controlador de planta central 21 se comunica con los controladores de turbina eólica locales 22 a través de una red de control 23. La red de control 23 se implementa, por ejemplo, como un sistema de bus, es decir, un bus CAN (norma ISO 11898) o un bus de Ethernet (IEEE 802.3). En la figura 3, las líneas de control se trazan como líneas discontinuas para distinguirlas de las líneas de red eléctrica trazadas como líneas continuas.

El controlador de planta central 21 tiene varias entradas, tres de las cuales se ilustran en la figura 3. Una de las entradas es una entrada de control externo 24 a través de la cual una entidad externa, por ejemplo, un operador de red eléctrica de servicios públicos, puede proporcionar una prescripción o demandar información relacionada con la electricidad que va a suministrar la planta de energía eólica 1. Por ejemplo, el operador de red eléctrica de servicios públicos puede demandar que la planta de energía eólica 1 suministre una determinada tensión V o una cantidad de potencia reactiva Q en el PCC 10 u otro punto en la red eléctrica interna 11, la conexión de línea de derivación 16 o la red de transmisión 15. Otras demandas del operador de red eléctrica de servicios públicos pueden ser un límite superior de la potencia activa producida por la planta de energía eólica 1, por ejemplo en el caso de una sobrefrecuencia en la red eléctrica de servicios públicos 14, o un nivel de reducción, que puede expresarse en términos absolutos o relativos. La señal de información para la entrada de control externo 24 no es necesariamente una señal de demanda; en algunas realizaciones, es un parámetro funcional que define la respuesta del controlador central a parámetros medidos en la planta de energía eólica 1. Por ejemplo, en algunas realizaciones, es la pendiente de una función de inclinación que define un mapeo de una tensión medida (véase el siguiente párrafo) a la potencia reactiva que ha de producirse.

Una segunda entrada al controlador de planta central 21 ilustrada en la figura 3 es una entrada de medición central 25; es, por ejemplo, una señal que representa la tensión y/o la potencia reactiva medidas en un punto de medición común (PCM) 26. El PCM 26 puede coincidir con el PCC 10. Alternativamente, el PCM 26 puede estar aguas arriba del PCC 10 en la red eléctrica externa 14 (por ejemplo, en la conexión de línea de derivación 16 o la red de transmisión 15), o aguas abajo del PCC 10 en la red eléctrica interna 11; marcado por 27 y 28 en la figura 3.

Una tercera entrada al controlador de planta central 21 es una entrada de indicación de impedancia 29. Por ejemplo, la entrada de indicación de impedancia 29 recibe una señal indicativa de si la línea de derivación 17a y/o la línea de derivación 17b está en funcionamiento o fuera de servicio. Esta puede ser una señal que indica si los conmutadores 18a y/o 18b están en estado cerrado o abierto. Dado que la impedancia de la conexión eléctrica de la planta de energía eólica 1 a la red eléctrica 14 (más específicamente: la impedancia total de la conexión de línea de derivación 16 a la red de transmisión 15) es una combinación de las impedancias 20a, 20b, la impedancia de la conexión de línea de derivación 16 depende de si la línea de derivación 17a y/o la línea de derivación 17b está operativa, y cambiará si una de las líneas de derivación 17a/17b está desconectada.

El controlador de planta central 21 tiene una salida de valor de referencia 30 a los controladores de turbina eólica locales 22 a través de la red de control 23.

Los controladores de turbina eólica locales 22 también pueden tener varias entradas, dos de las cuales se ilustran en la figura 3. Una de las entradas es una entrada de valor de referencia 31 que recibe señales de la salida de valor de referencia 30 a través de la red de control 23. La segunda entrada es una entrada de medición local 32. La señal que representa la entrada de medición local 32 es, por ejemplo, la tensión y/o la potencia reactiva medidas en los terminales 9 de la turbina eólica 2 asociada. La medición de tensiones y/o potencia reactiva en los terminales 9 de una turbina eólica significa que la tensión y/o la potencia reactiva se miden aguas arriba de las impedancias 13a-13d de las líneas internas 12 a través de las cuales la turbina eólica 2 respectiva se conecta al PCC 10, y que la potencia reactiva medida es la potencia reactiva producida por la turbina eólica 2 en cuestión (no la suma de las potencias reactivas producidas por la planta de energía eólica 1, como en el PCM 26, 27, 28). Debido a las impedancias 13a-13d, la tensión medida en los terminales 9 de una turbina eólica diferirá generalmente de la tensión medida por el controlador de planta central 21 en el PCM 26, 27, 28. Asimismo, la suma de las potencias reactivas medidas en los terminales 9 de las turbinas eólicas diferirá generalmente de la potencia reactiva medida por el controlador de planta central 21 en el PCM 26, 27, 28.

Tanto el controlador de planta central 21 como los controladores de turbina eólica locales 22 están dispuestos para funcionar en un modo de retroalimentación en el que comparan un valor de referencia, por ejemplo de las entradas de referencia 24, 31 con un valor medido, por ejemplo de las entradas de medición 25, 32 y producen una señal de control basada en la diferencia entre los dos valores de entrada.

La red de control 23 es una red bidireccional que permite la comunicación bidireccional entre el controlador de planta central 21 y los controladores de turbina eólica locales 22. Por ejemplo, la dirección del enlace ascendente (es decir, la dirección desde el controlador de planta central 21 hasta los controladores de turbina eólica locales 22) se usa para enviar valores de referencia, por ejemplo, para tensión y/o potencia reactiva, desde el controlador de planta central 21 a los controladores de turbina eólica locales 22. Las turbinas eólicas 2 pueden usar la dirección del enlace descendente para retornar información sobre su estado de funcionamiento actual, por ejemplo acerca de la cantidad de potencia activa producida actualmente, al controlador de planta central 21 (sólo se trazan flechas de enlace ascendente en la figura 3).

La salida de referencia 30 por el controlador de planta central 21 es, en algunas realizaciones, un valor de referencia común para todas las turbinas eólicas 2.1 a 2.3. En esas realizaciones, puede solicitarse a todas las turbinas eólicas 2 de la planta de energía eólica 1 que produzcan la misma tensión o potencia reactiva, según el valor de referencia común. En otras realizaciones, las turbinas eólicas 2 reciben valores de referencia individuales desde el controlador de planta central 21.

En realizaciones con un STATCOM, se conecta una batería de condensadores con la red eléctrica interna a través de un convertidor STATCOM, similar a los convertidores de turbina eólica 8. El convertidor STATCOM también se acopla a la red de control 23 y recibe señales de valores de referencia de potencia reactiva o de corriente reactiva desde la salida de valor de referencia 30 del controlador de planta 21.

Figura 4: Estructura del controlador

La estructura global del controlador de planta de energía eólica 1 comprende el controlador de planta central 21 y los controladores de turbina eólica locales 22. En la realización de la figura 4, también se proporciona un STATCOM opcional con un controlador STATCOM 33.

Un evaluador de medición 34 puede ser una unidad independiente y localizada en el PCM 26, 27, 28; en otras realizaciones forma parte del controlador de planta central 21.

En la realización a modo de ejemplo mostrada en la figura 4, el controlador de planta central 21 comprende entidades funcionales tal como sigue: un módulo de control de LVRT 35 (LVRT significa "mantenimiento de conexión de baja tensión"), también denominado "máquina de estados de LVRT", un controlador de potencia reactiva 36 (brevemente "controlador de Q") y un controlador de potencia activa 37 (brevemente "controlador de P").

El evaluador de medición 34 recibe, como señales de entrada 25 (figura 3), la tensión y la corriente medidas en el PCM 26, 27, 28 (figura 3) en función del tiempo. Comprende un detector de LVRT 38 dispuesto para detectar caídas de tensión. Si el detector 38 de LVRT determina que la tensión disminuye por debajo de un umbral de entrada en fallo y persiste allí durante un intervalo de tiempo mínimo, produce una bandera de LVRT 39 que indica que se ha producido un fallo. En el ejemplo que se muestra en la figura 4, el evaluador de medición 34 también produce señales indicativas de la potencia reactiva, $Q_{(\text{retroalimentación})}$ y/o el valor de tensión absoluto $V_{(\text{retroalimentación})}$ y, opcionalmente, la frecuencia de red eléctrica $f_{(\text{retroalimentación})}$ y/o la potencia activa $P_{(\text{retroalimentación})}$ de las señales de entrada.

La máquina de estados de LVRT 35 recibe la bandera de LVRT 39 y controla las funcionalidades del controlador de Q 36 y el controlador de P 37 en el caso de un fallo de red eléctrica indicado por la bandera de LVRT 39, tal como se describirá a continuación. En algunas realizaciones, la máquina de estados de LVRT 35 también recibe una señal 29 (figura 3) indicativa de la impedancia de red eléctrica 20a, 20b.

El controlador de Q 36 recibe las señales producidas por el evaluador de medición 34 que son relevantes para el

control de Q, es decir, $Q_{(\text{retroalimentación})}$ y/o $V_{(\text{retroalimentación})}$. Además, recibe entradas de control externo 24 (figura 3), en este caso un valor de referencia externo para la potencia activa $P_{\text{ref/ext}}$ que ha de producir la planta de energía eólica 1, un/o un valor de referencia externo para la potencia reactiva $Q_{\text{ref/ext}}$ que ha de producir la planta de energía eólica 1, y/o un valor de referencia externo para el control de tensión, concretamente la tensión V_{ref} que ha de alcanzarse en el PCM 26, 27, 28 y, opcionalmente, la pendiente de una función de inclinación que define el mapeo de la tensión medida a la potencia reactiva que ha de producirse.

El controlador de Q 36 comprende un controlador de V-Q-PF 40 y un distribuidor de punto de consigna de Q 41. El controlador de V-Q-PF 40 produce un valor de referencia global interno Q_{ref} para la potencia reactiva que ha de producir la planta de energía eólica 1, basándose en las entradas al controlador de Q 36. “V” significa tensión, “Q” potencia reactiva y “PF” factor de potencia; “V-Q-PF” indica de ese modo que el controlador de V-Q-PF 40 está habilitado para recibir V y/o Q y/o PF como referencia externa y para producir el valor de referencia interna Q_{ref} basándose en esto.

El distribuidor de punto de consigna de Q 41 divide Q_{ref} global en puntos de consigna de potencia reactiva individuales Q_{consigna} (30 en la figura 3) para los controladores locales 22 de las turbinas eólicas 2.1, 2.2, 2.3 (figura 3), y el controlador STATCOM 33, si es aplicable. El distribuidor de punto de consigna de Q también recibe señales Q_{dispon} . De los controladores de turbina eólica locales 22 y, si es aplicable, el controlador STATCOM 33 que indica la potencia reactiva disponible, es decir, la cantidad de potencia reactiva que las turbinas eólicas individuales pueden producir actualmente como máximo, y por el STATCOM, si es aplicable. Por ejemplo, las turbinas eólicas en la primera fila de la planta de energía eólica observarán más viento que las de las filas segunda, tercera... y, por tanto, pueden funcionar a la corriente nominal para producir potencia activa nominal quedando sólo un pequeño margen para la producción de potencia reactiva, mientras que las últimas funcionan todavía a carga parcial y, por tanto, tienen un mayor margen de corriente disponible para la producción de potencia reactiva. La señalización de Q_{dispon} permite que el distribuidor de punto de consigna de Q 41 permita dividir la Q_{ref} global que ha de producirse según las capacidades de las turbinas eólicas individuales 2 (y el STATCOM, si es aplicable) sin tener que limitar la producción de P global de la planta de energía eólica 1.

Tal como se indicó al principio, la noción de “potencia reactiva” incluye otros parámetros relacionados, tales como corriente reactiva, factor de potencia, etc. Por tanto y por ejemplo, el valor de referencia Q_{ref} también puede indicar una cantidad de corriente reactiva que ha de producirse por la planta de energía eólica 1, y Q_{consigna} puede indicar puntos de consigna de corriente reactiva. Por tanto, también pueden ordenarse a las turbinas eólicas 2 y/o el STATCOM con puntos de consigna de corriente reactiva en lugar de puntos de consigna de potencia reactiva (y, opcionalmente, potencia activa).

El controlador de P 37 recibe las señales producidas por el evaluador de medición 34 que son relevantes para el control de P, es decir, $f_{(\text{retroalimentación})}$ y/o $V_{(\text{retroalimentación})}$. También recibe señales P_{dispon} de los controladores de turbina eólica locales 22 indicativas de la potencia activa disponible, es decir, la cantidad de potencia activa que las turbinas eólicas individuales podrían producir actualmente como máximo. En algunas realizaciones, también recibe entradas de control externo (24 en la figura 3), por ejemplo una señal de reducción del proveedor de red eléctrica mediante la cual el proveedor de red eléctrica puede prescribir en qué medida se reducirá la producción de P de la planta de energía eólica 1. La prescripción de reducción puede expresarse en términos absolutos (por ejemplo, en MW) o en términos relativos, por ejemplo como porcentaje de la potencia activa nominal de la planta o la potencia activa producible actualmente por la planta de energía eólica 1, es decir, la suma de la P_{dispon} .

El controlador de P 37 comprende un controlador de frecuencia (f) y potencia activa (P) 42 y un distribuidor de punto de consigna de P 43. El controlador de f y P 42 produce un valor de referencia global interno P_{ref} para la potencia activa que ha de producir la planta de energía eólica 1, basándose en las entradas al controlador de P 36 desde el evaluador de medición 34, $f_{(\text{retroalimentación})}$ y/o $P_{(\text{retroalimentación})}$. Por ejemplo, cuando la frecuencia de red eléctrica $f_{(\text{retroalimentación})}$ es superior a un umbral de frecuencia, el controlador de f y P 42 puede generar un valor reducido de P_{ref} . Si la planta de energía eólica 1 funciona en un modo reducido, el controlador de f y P 42 también puede generar un valor aumentado de P_{ref} . Cuando la frecuencia de red eléctrica $f_{(\text{retroalimentación})}$ es inferior a un umbral de frecuencia, para contribuir al control de frecuencia de la red eléctrica.

En realizaciones con una funcionalidad de reducción externa, la señal de reducción externa (24 en la figura 3) también influye en la evaluación de P_{ref} . Por ejemplo, si la señal demanda que la potencia activa producida sea el x % de la potencia activa producida actualmente por la planta de energía eólica, P_{ref} se establecerá en el x % de la suma de la totalidad de P_{dispon} .

El distribuidor de punto de consigna de P 43 divide la P_{ref} global en puntos de consigna de potencia activa individuales P_{consigna} (30 en la figura 3) para los controladores locales 22 de las turbinas eólicas 2.1, 2.2, 2.3 (figura 3), usando la información de P_{dispon} . La división no tiene que ser uniforme; por ejemplo las turbinas eólicas de la primera fila sometidas a una mayor carga podrían reducirse más que aquellas con menor carga.

Los controladores de turbina eólica locales 22 comprenden un controlador de Q local 44 y un controlador de P local 45. El controlador STATCOM 33 también tiene un controlador de Q local 44, si es aplicable. El STATCOM se usa dentro de la planta de energía eólica 1 para regular la potencia reactiva según las referencias enviadas por el

controlador de planta central 21. Con respecto a la producción de potencia reactiva, el STATCOM puede considerarse como otro “aerogenerador”; por tanto, se aplicará la misma configuración de control que para los aerogeneradores 2.

5 Los controladores de Q locales 44 reciben su valor de Q_{consigna} individual (31 en la figura 3) como entrada. Otra entrada es una señal (32 en la figura 3) indicativa de la potencia reactiva medida en los terminales 9 de las turbinas eólicas (o STACOM), denominada “ $Q_{\text{retroalimentación}}$ ” en la figura 4. Los controladores de Q locales 44 producen señales de control para los convertidores 8 de las turbinas eólicas (o STATCOM) que hacen que el convertidor 8 respectivo produzca una cantidad de potencia reactiva según el valor individual de Q_{consigna} .

10 Una función de los controladores locales 22 denominada “ $Q_{\text{dispon.}}$ ” determina la cantidad de potencia reactiva que podría producirse como máximo, por ejemplo evaluando el margen actual que queda para la producción de potencia reactiva para el convertidor 8 en las condiciones de funcionamiento prevalecientes. Produce la señal $Q_{\text{dispon.}}$ retroalimentada al controlador de planta 21.

15 Los controladores de P locales 45 reciben su valor de P_{consigna} individuales (31 en la figura 3) como entrada. Otra entrada es una señal (32 en la figura 3) indicativa de la potencia activa medida en los terminales 9 de las turbinas eólicas, denominada “ $P_{\text{retroalimentación}}$ ” en la figura 4. Los controladores de P locales 45 producen señales de control para los convertidores 8 de las turbinas eólicas que hacen que el convertidor 8 respectivo produzca una cantidad de potencia activa según el valor individual de P_{consigna} .

20 Una función de los controladores locales 22 denominada “ $P_{\text{dispon.}}$ ” determina la cantidad de potencia reactiva que podría producirse como máximo, por ejemplo midiendo y/o determinando la velocidad del viento que prevalece actualmente y calculando, por ejemplo basándose en una curva de potencia de la turbina eólica 2, qué cantidad de potencia activa podría producirse en las condiciones de viento prevalecientes. Produce la señal $P_{\text{dispon.}}$ retroalimentada al controlador de planta 21.

Detección de LVRT:

25 La lógica de LVRT 35 (máquina de estados de LVRT) está ubicada en el interior del controlador de planta central 21. El evaluador de medición 34 monitoriza de manera continua la tensión de red eléctrica en el PCM 26, 27, 28. Si el detector de LVRT 38 del evaluador de medición 34 detecta una condición de baja tensión, enviará una señal al controlador de planta central 21, por ejemplo la bandera de LVTR 39 “On” (encendido). Esto actúa como una interrupción. En realizaciones con control local durante la etapa de fallo, tras recibir esta información, el controlador de planta central 21 congelará al menos algunas de sus variables de control.

30 La bandera de LVTR 39 “On” se activa tras una condición de baja tensión; por ejemplo si la tensión en el PCM 26, 27, 28 es inferior a un umbral de baja tensión (por ejemplo, el nivel inferior del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal). La bandera de LVTR 39 “Off” (apagado) se activa con una condición de tensión normal en el PCM 26, 27, 28; por ejemplo, cuando la tensión en el PCM 26, 27, 28 es superior a un umbral de retorno de tensión.

35 Dado que en algunas realizaciones la comunicación entre el dispositivo de medición y el PPC no es síncrona, y debido al hecho de que un fallo puede durar fácilmente menos que el tiempo de muestreo del controlador de planta central 21 (que puede ser del orden de 100 ms, por ejemplo), estos “disparadores” de LVRT son de naturaleza especial en algunas realizaciones.

40 La bandera de LVTR 39 “On” permanece activada hasta que la máquina de estados de LVRT 35 la desactiva, por ejemplo, de la siguiente manera: la condición de baja tensión se detecta comparando la tensión real (por ejemplo, calculada como un RMS de un ciclo o una ventana promedio de ventana desplazable) en cada fase con el umbral de baja tensión. Acto seguido, la bandera de LVTR 39 “On” se pone en “1” (= activado). Todas estas funciones puede realizarlas el detector de LVRT 38 dentro del evaluador de medición 34. En el siguiente tiempo de muestra, la señal “On” de la bandera de LVTR 39 forzará al controlador de planta 21 a cambiar del control normal al control por la máquina de estados de LVRT 35; es decir, es un disparador LVRT_ON. La máquina de estados de LVRT 35 monitoriza de manera continua la señal “Off” de la bandera de LVTR 39, y cuando esta señal sube, la máquina de estados liberará el disparador LVRT_ON. Esto ya podría suceder en la primera muestra si la condición de baja tensión fuese de corta duración, o más tarde en el proceso para situaciones con fallos más largos.

50 Una implementación a modo de ejemplo de la interrupción puede ser la siguiente: la señal “On” de la bandera de LVTR 39 es un activador LVRT_ON; es decir, activa una interrupción en el software del controlador de planta, y una segunda señal, o estática, “On” de la bandera de LVTR 39 se enclavará internamente. Esta señal estática mantiene el valor hasta que la máquina de estados de LVRT 35 la restablece tras la activación del disparador LVRT_OFF, que es de hecho la señal de disparador LVRT_ON real que debe considerarse cuando el controlador de la máquina de estados de LVRT 35 asume el control.

Figuras 5 y 6: Realizaciones de la máquina de estados de LVRT

55 Las figuras 5 y 6 ilustran diferentes estados implementados por una primera realización y una segunda realización de la máquina de estados de LVRT 35, y transiciones entre estos estados.

5 La actividad de control en el estado de control de congelación (“FREEZE-CTRL”) y el estado tras el fallo (“POST-FAULT”) pueden estar relacionados con la potencia reactiva o relacionados con la potencia activa. En la realización de la figura 5, hay un estado de control de congelación (“FREEZE-CTRL”) 47 y un estado tras el fallo (“POST-FAULT”) 48 que incluye control relacionado con potencia reactiva y relacionado con potencia activa. En la realización de la figura 6, hay subestados relacionados con potencia reactiva y relacionados con potencia activa, denominados FREEZE-Q-CTRL 47a, FREEZE-P-CTRL 47b, POST-FAULT-Q 48a y POST-FAULT-P 48b. Los subestados FREEZE-Q-CTRL 47a y FREEZE-P-CTRL 47b forman conjuntamente un estado FREEZE-CTRL. Los subestados POST-FAULT-Q y POST-FAULT-P forman conjuntamente un estado POST-FAULT.

10 La máquina de estados de LVRT 35 está diseñada como una interrupción del software de funcionamiento normal del controlador de planta central 21. Cuando se entra en el modo de LVRT, se ejecutan las transiciones que se muestran en la figura 5 o la figura 6. La salida del modo de LVRT sólo tiene lugar tras la ejecución de toda la secuencia de control de LVRT o en el caso de una alarma.

15 La figura 5 ilustra una primera realización de una máquina de estados de LVRT 35 en la que el modo 46 de funcionamiento normal es un modo de control de V (modo de control de tensión) o un modo de control de Q (modo de control de potencia reactiva) o un modo de control de PF (modo de control del factor de potencia). Tras la detección de un fallo de baja tensión, tiene lugar la transición desde el modo de funcionamiento normal 46 al modo de control de LVRT en el que la máquina de estados de LVRT 35 se vuelve activa (en las figuras 5 y 6 “35” también indica el modo de control de LVRT).

20 La máquina de estados de LVRT 35 de la figura 5 implementa un estado de control de congelación 47 (“FREEZE-CTRL”), un estado tras el fallo 48 (“POST-FAULT”), un estado de control de recuperación 49 (“REGAIN-CTRL”) y un estado de procesamiento de alarma 50 (“ALARM”).

La transición entre estos estados ilustrados en la figura 5 se enumeran en la tabla a continuación:

| Nombre | Descripción |
|-------------|---|
| SCN1 | Cambio de modo de control Normal a modo de control de LVRT |
| SC12 | Cambio de FREEZE-CTRL a POST-FAULT |
| SC21 | Cambio de POST-FAULT a FREEZE-CTRL |
| SC23 | Cambio de POST-FAULT a REGAIN-CTRL |
| SC32 | Cambio de REGAIN-CTRL a POST-FAULT |
| SC31 | Cambio de REGAIN-CTRL a FREEZE-CTRL |
| SC3N | Cambio de REGAIN-CTRL a modo de control Normal |
| A1 | Cambio de FREEZE-CTRL a ALARM |
| A2 | Cambio de POST-FAULT a ALARM |
| A3 | Cambio de REGAIN-CTRL a ALARM |

Las acciones a modo de ejemplo emprendidas en el estado FREEZE-CTRL 47 comprenden uno o más de:

- o congelar todas las referencias de potencia reactiva a los WTG y, si es aplicable, al STATCOM (si lo hay);
- 25 o congelar todas las referencias de potencia activa a los WTG (si los hay);
- o congelar el estado/referencia de la batería de condensadores de STATCOM en el valor real, si es aplicable;
- o guardar y congelar la componente integral en el controlador de tensión;
- o guardar y congelar la componente integral en el controlador de potencia reactiva;
- o restablecer contadores de temporización asignados;
- 30 o ejecutar la supervisión de la batería de condensadores (si es aplicable);
- o ejecutar la gestión de advertencias.

Las acciones a modo de ejemplo emprendidas en el estado POST-FAULT 48 comprenden uno o más de:

- o liberar todas las referencias de potencia reactiva a los WTG y al STATCOM opcional (si lo hay);
- 35 o si el controlador de tensión tiene una componente integral (por ejemplo, si es un controlador proporcional-integral (PI)): liberar la componente integral del controlador de tensión PI;
- o liberar todas las referencias de potencia activa a los WTG (si los hay);
- o ejecutar el controlador de potencia reactiva con $Q = 0$, el controlador de factor de potencia con $PF = 1$, o el controlador de tensión con 1,0 pu u otra referencia de tensión de soporte (la referencia de tensión anterior podría diferir de 1,0 pu o la referencia de tensión de soporte);

- verificar la condición de retorno (por ejemplo, verificar la estabilidad de la tensión de red eléctrica, por ejemplo, si la tensión de red eléctrica permanece dentro de ciertas tolerancias);
 - ejecutar la supervisión de la batería de condensadores (si es aplicable);
 - ejecutar la gestión de advertencias.
- 5 Las acciones a modo de ejemplo emprendidas en el estado REGAIN-CTRL 49 comprenden uno o más de:
- liberar la componente integral del controlador de potencia reactiva PI;
 - actualizar los contadores de temporización asignados;
 - ejecutar la supervisión de la batería de condensadores;
 - ejecutar la gestión de advertencias.
- 10 Las acciones a modo de ejemplo emprendidas por el estado ALARM 50:
- establecer el código de alarma, para que se haga pasar a la máquina de procesamiento de alarmas jerárquicamente superior;
 - prepararse para salir de la máquina de estados de LVRT;
 - una acción de restablecimiento.
- 15 La figura 6 ilustra una segunda realización de una máquina de estados de LVRT 35' en la que el modo de funcionamiento normal puede ser un modo de funcionamiento normal relacionado con potencia reactiva 46a (modo de control de V, Q o PF), como en la figura 5, o un modo de funcionamiento normal relacionado con potencia activa 46b, por ejemplo un modo de control de P (modo de control de potencia activa) o un modo de control de f (modo de control de frecuencia). Tras la detección de un fallo de baja tensión, tiene lugar la transición desde el modo de funcionamiento normal 46a o 46b al modo de control de LVRT en el que la máquina de estados de LVRT 35 se activa.
- 20

La máquina de estados de LVRT 35 de la figura 6 implementa un estado de control de congelación subdividido en subestados relacionados con potencia reactiva y activa, un estado de control de Q de congelación 47a ("FREEZE-QCTRL") y un estado de control de P de congelación 47b ("FREEZE-PCTRL"). También implementa un estado tras el fallo subdividido en subestados relacionados con potencia reactiva y activa, un estado de Q tras el fallo 48a ("POST-FAULT-Q") y un estado de P tras el fallo 48b, ("POST-FAULT-P"). Finalmente, tiene un estado de control de recuperación 49 ("REGAIN-CTRL") y un estado de procesamiento de alarma 50 ("ALARM").

25

La transición entre estos estados ilustrados en la figura 6 se enumeran en la tabla a continuación:

| Nombre | Descripción |
|--------|---|
| SCN1 | Cambio de modo de control Normal a FREEZE-Q/PCTRL |
| SC1N | Cambio de FREEZE-PCTRL a modo Normal |
| SC12 | Cambio de FREEZE-QCTRL a POST-FAULT-Q |
| SC21 | Cambio de POST-FAULT-Q a FREEZE-QCTRL |
| SC23 | Cambio de POST-FAULT-Q a REGAIN-QCTRL |
| SC13 | Cambio de FREEZE-QCTRL a REGAIN-CTRL |
| SC31 | Cambio de REGAIN-CTRL a FREEZE-QCTRL |
| SC3N | Cambio de REGAIN-CTRL a modo de control Normal |
| SC33 | Cambio de POST-FAULT-P a modo de control Normal |
| A1 | Cambio de FREEZE-Q-P-CTRL a ALARM |
| A2 | Cambio de POST-FAULT a ALARM |
| A3 | Cambio de REGAIN-CTRL a ALARM |
| A4 | Cambio de POST-FAULT a ALARM |

- Las acciones a modo de ejemplo emprendidas en el estado FREEZE-Q-CTRL 47a comprenden uno o más de:
- 30
- congelar todas las referencias de potencia reactiva a los WTG y al STATCOM (si es aplicable). Esto se hace sólo si no se selecciona ninguna opción de alimentación directa durante POST-FAULT;
 - Si se selecciona la opción de alimentación directa durante POST-FAULT, activar el bucle de alimentación directa ahora;
 - congelar el estado/referencia de la batería de condensadores de STATCOM en el valor real, si es aplicable;
- 35
- congelar limitadores de rampa;

ES 2 791 273 T3

- guardar y congelar la componente integral en el controlador de tensión;
- guardar y congelar la componente integral en el controlador de potencia reactiva;
- guardar y congelar el *anti-windup* del controlador de potencia reactiva;
- iniciar contadores de temporización asignados;
- 5 ○ ejecutar la supervisión de la batería de condensadores (si es aplicable);
- ejecutar la gestión de advertencias.

Las acciones a modo de ejemplo emprendidas en el estado FREEZE-P CTRL 47b comprenden uno o más de:

- congelar todas las referencias de potencia activa a los WTG;
- congelar la frecuencia y bucles de P;
- 10 ○ congelar limitadores de rampa, bloques de memoria;
- ejecutar la gestión de advertencias.

Las acciones a modo de ejemplo emprendidas en el estado POST-FAULT 48a, 48b en la figura 6 comprenden uno o más de:

Si se selecciona el control de tensión para el estado POST-FAULT:

- 15 ○ Iniciar el contador TimeMaxPFault;
- liberar todas las referencias de potencia reactiva a los WTG, al STATCOM opcional (si lo hay) y a condensadores (si los hay);
- si el controlador de tensión tiene una componente integral, liberar la componente integral de los controladores, *anti-windup* y filtros;
- 20 ○ liberar limitadores de rampa;
- liberar el controlador Cap (condensador);
- el controlador de tensión se activa desde este punto en adelante independientemente del modo de funcionamiento anterior, mientras que la referencia de tensión debe mantenerse constante a 1,0 pu, u otra referencia de tensión de soporte, durante *TimeMaxPFault*. La ejecución del control de tensión con referencia unitaria, u otra referencia de tensión de soporte, está destinada a ayudar a recuperar la red eléctrica después del fallo;
- 25 ○ verificar la condición de retorno (por ejemplo, verificar la estabilidad de la tensión de red eléctrica, por ejemplo, si la tensión de red eléctrica permanece dentro de ciertas tolerancias);
- ejecutar la supervisión de la batería de condensadores (si es aplicable);
- 30 ○ ejecutar la gestión de advertencias.

Si se selecciona el control Feed-forward (sólo inyección de potencia activa) para el periodo POST-FAULT:

- Iniciar el contador TimeMaxPFault.
- Se observa el nivel de tensión de red eléctrica para decidir si se abandona o no este estado. Obsérvese que las referencias a los WTG y STATCOM no se congelaron durante el estado FREEZE-QCTRL, y también se activó el bucle de alimentación directa durante el estado FREEZE-QCTRL.
- 35 ○ ejecutar la supervisión de la batería de condensadores (si es aplicable);
- ejecutar la gestión de advertencias.

Las acciones a modo de ejemplo emprendidas en el estado POST-FAULT 48a, 48b comprenden uno o más de:

- liberar todas las referencias de potencia reactiva a los WTG y al STATCOM opcional (si lo hay);
- 40 ○ si el controlador de tensión tiene una componente integral (por ejemplo, si es un controlador proporcional-integral (PI)): liberar la componente integral del controlador de tensión PI;

- liberar todas las referencias de potencia activa a los WTG (si los hay);
 - ejecutar un controlador de potencia reactiva con $Q = 0$, un controlador de factor de potencia con $PF = 1$ o un controlador de tensión con 1,0 pu u otra referencia de tensión de soporte (la referencia de tensión anterior podría diferir de 1,0 pu o la referencia de tensión de soporte);
- 5
- verificar la condición de retorno (por ejemplo, verificar la estabilidad de la tensión de red eléctrica, por ejemplo, si la tensión de red eléctrica permanece dentro de ciertas tolerancias);
 - ejecutar la supervisión de la batería de condensadores (si es aplicable);
 - ejecutar la gestión de advertencias.

Las acciones a modo de ejemplo emprendidas en el estado REGAIN-CTRL 49 comprenden uno o más de:

- 10
- liberar la componente integral del controlador de potencia reactiva PI;
 - actualizar los contadores de temporización asignados;
 - ejecutar la supervisión de la batería de condensadores;
 - ejecutar la gestión de advertencias.

Las acciones a modo de ejemplo emprendidas por el estado ALARM 50:

- 15
- establecer el código de alarma, para que se haga pasar a la máquina de procesamiento de alarmas jerárquicamente superior;
 - prepararse para salir de la máquina de estados de LVRT;
 - una acción de restablecimiento.

20

En las realizaciones de las figuras 5 y 6, durante el estado de control de congelación 47, 47a, 47b, los controladores de turbina eólica 22 (y el controlador STATCOM, si es aplicable) asumen el control local hasta que se elimine el fallo, es decir, hasta que se realice la transición del estado de control de congelación 47, 47a, 47b al estado tras el fallo 48, 48a, 48b. Durante este periodo, las turbinas eólicas 2 no siguen las referencias proporcionadas por el controlador de planta central 21. Simplemente siguen a su controlador local 22 que calcula la cantidad de corriente reactiva que ha de inyectarse, según su propia medición de baja tensión local.

25

En realizaciones alternativas con control central durante la etapa de fallo, el estado de control de congelación 47, 47a, 47b se reemplaza por un "estado de control de fallo" en el que la máquina de estados de LVRT 35 controla las turbinas eólicas 2 (y el STATCOM, si es aplicable) durante el mantenimiento de conexión en fallo y producen una cantidad requerida de potencia reactiva, si la hay. El controlador de planta 21 no está congelado y calcula las referencias según la tensión medida en el PCM 26, 27, 28. Los controladores locales 22 escuchan las referencias proporcionadas por el controlador central 21 (también) durante la etapa de control de fallo. Esto hará que el viento inyecte la cantidad requerida de corriente reactiva. El controlador de planta 21 cambiará su modo de funcionamiento, por ejemplo cambiando sus valores de referencia proporcionados a los controladores locales 22 para el control de tensión de la planta de energía eólica 1) casi instantáneamente al pasar del estado de control de fallo al estado de control tras el fallo 48, 48a, 48b.

35

Los diferentes estados de las realizaciones a modo de ejemplo de las figuras 5 y 6 ahora se describirán con más detalle:

Estado FREEZE-CTRL:

40

Cuando la señal de disparo para LVRT señala un fallo de baja tensión, el control normal en el controlador de planta se asume por el módulo de control de LVRT (la máquina de estados de LVRT 35) activando el estado FREEZE-CTRL 47, 47a, 47b. Por tanto, la condición de cambio de estado SCN1 sólo se acciona por el disparador LVRT_ON; en este caso la señal de disparo *LVRT_ON_Trigger*. Por tanto, debe tenerse cuidado al seleccionar el nivel de tensión para activar el estado FREEZE-CTRL 47, 47a, 47b (es decir, el umbral de tensión inferior), ya que la tensión en el PCM 26, 27, 28 y en los terminales 9 de las turbinas eólicas 2 puede ser diferente, debido a las impedancias 13a - 13d de la red eléctrica interna 11.

45 Estado FREEZE-Q CTRL:

Esta sección se refiere al estado FREEZE-Q-CTRL 47a de la figura 6, y también se aplica al FREEZE-Q-CTRL 47 de la figura 5, aun que se haga referencia a FREEZE-Q-CTRL.

En el estado FREEZE-Q CTRL, se guardan los valores anteriores al fallo para las componentes integrales en los controladores de tensión, factor de potencia y potencia reactiva. Los valores guardados pueden ser los actuales; en

otras realizaciones, se guardan los valores de las componentes integrales registrados en la etapa de ciclo anterior. El uso de los valores de la muestra anterior puede reflejar con mayor precisión los valores anteriores al fallo.

5 Junto con el guardado de las componente integrales, se guardan los valores actuales de las referencias de potencia reactiva para permitir que estas referencias se congelen en estos valores guardados más adelante. La referencia de potencia reactiva para el STATCOM, si está presente en la planta de energía eólica en cuestión, también se guarda.

En realizaciones con control local durante el estado FREEZE-CTRL, mientras que las referencias de potencia reactiva a todos los WTG (y la referencia al STATCOM, si es aplicable) se congelan en los valores guardados/anteriores al fallo, los WTG están trabajando en su modo de LVRT local durante el estado FREEZE-Q CTRL.

10 Se supone que el STATCOM tiene el mismo comportamiento que los WTG, y se espera que entre en funcionamiento autónomo en este momento. STATCOM y los WTG podrían tener diferentes tiempos de control para reanudar el funcionamiento de control central. En este caso, el tiempo de control de reanudación central del controlador de planta debe elegirse como el mayor de estos dos tiempos de control para reanudar el funcionamiento de control central. Además de los diferentes niveles de tensiones, y dado que no hay una acción de muestreador síncrona entre los diferentes controladores en el sistema, puede suceder que en algunos casos los WTG reanuden el funcionamiento controlado centralmente antes de que el controlador 21 de la planta libere las referencias congeladas. En estos casos, el peor escenario es que el valor anterior al fallo del WTG fuese inductivo, por lo que se tenía un comportamiento inductivo del WTG hasta que el controlador 21 de la planta reanuda el control de nuevo.

20 Tras entrar en el estado FREEZE-Q CTRL 47, 47a, todos los contadores de temporización relacionados en la máquina de estados de LVRT 35 se restablecen a cero. El estado FREEZE-Q CTRL actualizará su propio contador de temporización *freeze_time_Q_counter* y controlará su valor durante el estado FREEZE-Q CTRL.

25 La máquina de estados de LVRT 35 puede cambiar del estado FREEZE-Q CTRL 47, 47a al estado POST-FAULT-Q 48, 48a. Una primera condición para que la máquina de estados de LVRT 35 cambie del estado FREEZE-CTRL-Q al estado POST-FAULT-Q es que el disparador *LVRT_OFF* (señal *LVRT_OFF_Trigger*) se haya activado (siempre que no se haya emitido ninguna alarma mientras tanto).

30 En algunas realizaciones con control local durante el fallo, hay una segunda condición, después de que se haya recibido el disparador *LVRT_OFF_Trigger*: la máquina de estados de LVRT 35 tiene un contador, *WTG_WT_Q* (=espera de Q de aerogenerador) que se inicia antes de entrar en el estado POST-FAULT-Q. Cada turbina eólica señala su capacidad para reanudar el control central, es decir, para escuchar de nuevo las referencias procedentes del controlador de planta. *WTG_WT_Q* cuenta estas señales, y cuando se ha recibido la señal de todas las turbinas eólicas de la planta de energía eólica, puede ejecutarse la transición al estado POST-FAULT-Q. Esta segunda condición tiene como objetivo poner todo en espera hasta que todos los WTG hayan pasado su propio control local y puedan escuchar las referencias procedentes del controlador de planta.

35 En algunas realizaciones, un contador de temporización *freeze_time_Q_counter* controla el periodo hasta que aparece el disparador *LVRT_OFF*. Si el valor del contador de temporización *freeze_time_Q_counter* supera un primer umbral temporal sin que se haya activado la señal *LVRT_OFF_Trigger*, se emitirá una advertencia. Si el valor aumenta aún más y alcanza un segundo umbral sin la activación de la señal *LVRT_OFF_Trigger*, el estado cambia al estado ALARM y se registra el motivo de esta condición de alarma.

Estado FREEZE-P CTRL:

40 Esta sección se refiere al estado FREEZE-P-CTRL 47b de la figura 6, y también se aplica al FREEZE-CTRL 47 de la figura 5, aunque se haga referencia a FREEZE-P-CTRL.

45 En el estado FREEZE-P CTRL se guardan los valores anteriores al fallo para las componente integrales en los controladores de frecuencia y potencia activa. Los valores guardados pueden ser los actuales; en otras realizaciones, se guardan los valores de las componente integrales registradas en la etapa de ciclo anterior. El uso de los valores de la muestra anterior puede reflejar con mayor precisión los valores anteriores al fallo.

Junto con el guardado de las componente integrales, se guardan los valores actuales de las referencias de potencia activa para permitir que estas referencias se congelen en estos valores guardados más adelante.

50 En realizaciones con control local durante el estado FREEZE-P CTRL, mientras que las referencias de potencia activa a todos los WTG se congelan en los valores guardados/anteriores al fallo, los WTG funcionan en su modo de LVRT local durante el estado FREEZE-P CTRL.

Tras entrar en el estado FREEZE-P CTRL 47, 47b, todos los contadores de temporización relacionados en la máquina de estados de LVRT 35 se restablecen a cero. El estado FREEZE-P CTRL actualizará su propio contador de temporización *freeze_time_P_counter* y monitorizará su valor durante el estado FREEZE-P CTRL.

La máquina de estados de LVRT 35 puede cambiar del estado FREEZE-P CTRL 47, 47b al estado POST-FAULT-P

48, 48b. Una primera condición para que la máquina de estados de LVRT 35 cambie del estado FREEZE-P CTRL al estado POST-FAULT-P es que el disparador *LVRT_OFF* (señal *LVRT_OFF_Trigger*) se haya activado (siempre que no se haya emitido ninguna alarma mientras tanto).

5 En algunas realizaciones con control local durante el fallo, hay una segunda condición, después de que se haya recibido *LVRT_OFF_Trigger*: la máquina de estados de LVRT 35 tiene un contador, *WTG_WT_P* (= espera de P de aerogenerador) que se inicia antes de entrar en el estado POST-FAULT. Cada turbina eólica señala su capacidad para reanudar el control central, es decir, para escuchar de nuevo las referencias de potencia activa procedentes del controlador de planta. *WTG_WT_P* cuenta estas señales, y cuando se ha recibido la señal de todas las turbinas eólicas de la planta de energía eólica, puede ejecutarse la transición al estado POST-FAULT P. Esta segunda
10 condición tiene como objetivo poner todo en espera hasta que todos los WTG hayan pasado su propio control local y puedan escuchar las referencias de potencia activa procedentes del controlador de planta. En algunas realizaciones, un contador de temporización *freeze_time_P_counter* controla el periodo hasta que aparece el disparador *LVRT_OFF*. Si el valor del contador de temporización *freeze_time_P_counter* supera un primer umbral temporal sin que se haya activado la señal *LVRT_OFF_Trigger*, se emitirá una advertencia. Si el valor aumenta aún más y
15 alcanza un segundo umbral sin la activación de la señal *LVRT_OFF_Trigger*, el estado cambia al estado ALARM y se registra el motivo de esta condición de alarma.

Puede volverse a entrar en el estado FREEZE-CTRL 47, 47a, 47b desde el estado POST-FAULT 48, 48a, 48b. Si esta reentrada se produce demasiadas veces, también se activan advertencias y alarmas. Para ello, puede incrementarse un contador en cada reentrada, y se somete a prueba frente al número máximo permitido de
20 reentradas, por ejemplo denominado *Max_Trigger*.

Estado POST-FAULT:

El estado POST-FAULT 48, 48a, 48b, está destinado a contribuir a la estabilización de red eléctrica, ayudando a la recuperación rápida de todo el sistema después de que el fallo se haya eliminado. Un temporizador, por ejemplo denominado *T_system_timer*, se activa tras entrar en el estado POST-FAULT.

Estado POST-FAULT-Q:

Esta sección se refiere al estado POST-FAULT-Q 48b de la figura 6, y también se aplica al estado POST-FAULT 48 de la figura 5, aunque se haga referencia a POST-FAULT-Q.

Tras entrar en el estado POST-FAULT-Q ha transcurrido el tiempo de congelación para los bucles de control de Q. Las referencias de potencia reactiva a los WTG y al STATCOM, si es aplicable, se liberan de la congelación, y
30 también la componente integral del controlador de tensión. En realizaciones con control de tensión durante el estado POST-FAULT-Q, el controlador de tensión se activa desde este punto en adelante, independientemente del modo de funcionamiento anterior durante el funcionamiento normal anterior, mientras que la referencia de tensión es constante a 1,0 pu, o cualquier otra tensión de soporte de recuperación. La ejecución del control de tensión con referencia unitaria u otra referencia de tensión de soporte ayuda al sistema a recuperarse después del fallo. En otras
35 realizaciones con producción de potencia activa sólo durante el estado POST-FAULT-Q, se usa un controlador más simple que inyecta sólo potencia activa en lugar del controlador de tensión. En este caso, el controlador de Q garantizará que la potencia reactiva inyectada sea igual a cero.

Se monitoriza el temporizador *T_system_timer_Q*. Cuando el temporizador está en el tiempo límite, denominado *T_system_Q*, se verifica la condición de la tensión de red eléctrica en el PCM 26, 27, 28, por ejemplo, si la tensión está o no dentro de un intervalo de tensión entre un valor inferior y un umbral superior alrededor de un valor de tensión nominal, denominado *GRID_MAX* y *GRID_MIN*. Si se determina que el valor está dentro de este intervalo de tensión, el estado POST-FAULT-Q cambia al estado REGAIN CTRL. Si este no es el caso, el estado permanece en el estado POST-FAULT-Q, y un contador que cuenta el número de entradas en el estado POST-FAULT-Q
40 (denominado "Contador de entradas (N)") se incrementa y el temporizador *T_system_timer_Q* se restablece y se inicia de nuevo (porque teóricamente puede pensarse que permanecer en el estado POST-FAULT-Q es abandonar el estado POST-FAULT-Q y entrar de nuevo).

Cada vez que el sistema "entra" en el estado POST-FAULT, el controlador de planta 21 aumentará el Contador de entradas (N). Si el valor N es mayor que un límite, el estado cambia a ALARM y se registra el motivo de esta alarma.

Si *LVRT_ON-Trigger* se activa en cualquier momento durante el estado POST-FAULT-Q, un mecanismo de interrupción cambia el estado POST-FAULT-Q de vuelta al estado FREEZE-Q CTRL.

Estado POST-FAULT-P:

Esta sección se refiere al estado POST-FAULT-P 48c de la figura 6, y también se aplica al estado POST-FAULT 48 de la figura 5, aunque se haga referencia a POST-FAULT-P.

Tras entrar en el estado POST-FAULT-P, ha transcurrido el tiempo de congelación para los bucles de control de P/f. Las referencias de potencia activa a los WTG se liberan del congelamiento, y también la componente integral del
55

controlador de P/f. En realizaciones con control activo durante el estado POST-FAULT-P, o bien se activa la reducción desde este punto en adelante, independientemente del modo de funcionamiento anterior durante el funcionamiento normal anterior, o bien se activa el controlador de frecuencia, o bien un sistema de oscilación de amortiguación o bien todos ellos. La ejecución del control de reducción, frecuencia o amortiguación puede ayudar al sistema a recuperar el sistema después del fallo en algunos escenarios, tales como contingencias de frecuencia o cuellos de botella de flujo de carga debidos a la pérdida de líneas de transmisión, o fenómenos oscilatorios debidos a ciertas resonancias entre áreas de red eléctrica que pueden activarse después de transitorios intensos.

Se monitoriza el temporizador $T_{system_timer_P}$. Cuando el temporizador está en el tiempo límite, T_{system_P} , se verifica la condición de la tensión de red eléctrica en el PCM 26, 27, 28, por ejemplo, si la frecuencia está o no dentro de un intervalo de frecuencia entre unos umbrales inferior y superior alrededor de un valor de frecuencia nominal. Si se determina que el valor está dentro de este intervalo de frecuencia, el estado POST-FAULT-P cambia al estado REGAIN CTRL. Si este no es el caso, el estado permanece en el estado POST-FAULT-P, y se incrementa un contador que cuenta el número de entradas en el estado POST-FAULT-P (denominado "Contador de entradas (N)"), y se restablece $T_{system_timer_P}$ y se inicia de nuevo (porque teóricamente puede pensarse que permanecer en el estado POST-FAULT-P es abandonar el estado POST-FAULT-P y entrar en el mismo de nuevo).

Cada vez que el sistema "entra" en el estado POST-FAULT, el controlador de planta 21 aumentará el Contador de entradas (N). Si el valor N es mayor que un límite, el estado cambia a ALARM y se registra el motivo de esta alarma.

Si se activa el disparador LVRT_ON_Trigger en cualquier momento durante el estado POST-FAULT-P, un mecanismo de interrupción cambia el estado POST-FAUL-P de vuelta al estado FREEZE-CTRL-P.

Estado REGAIN-CTRL:

El estado REGAIN-CTRL 49 es un estado intermedio opcional entre el modo de control de LVRT, en el que la máquina de estados de LVRT 35 está activa, y el modo de funcionamiento normal 46. En este estado, se ejecuta una acción preparatoria para abandonar la máquina de estados de LVRT 35 y reanudar el funcionamiento normal.

El funcionamiento de red eléctrica nominal se reanuda hacia el final del estado REGAIN-CTRL 49 (para P y Q independientemente, en la realización de la figura 6). Los valores de referencia relacionados con los puntos de consigna de potencia reactiva proporcionados por el controlador 21 de la planta, tales como la producción de potencia no reactiva o el control de tensión neutra o de soporte, ahora se cambian por tanto hacia valores de referencia correspondientes al funcionamiento normal. Los valores de referencia relacionados con los puntos de consigna de potencia activa proporcionados por el controlador 21 de la planta, tales como la producción de reducción o el control de frecuencia, ahora se cambian hacia valores de referencia correspondientes al funcionamiento normal. Ahora se desbloquea un mecanismo de bloqueo activado para bloquear las referencias de funcionamiento normal durante las etapas FREEZE-CTRL y POST-FAULT, y se restablecen los valores de referencia de funcionamiento normal.

La transición desde las referencias efectivas al comienzo del estado REGAIN-CTRL (correspondientes a las del final del estado POST-FAULT anterior) hasta las efectivas al final del estado REGAIN-CTRL (correspondientes a las del comienzo del modo de funcionamiento normal 46) se realiza de manera suave (es decir, continua), para evitar cualquier "salto" y sobrepasamiento.

Estado ALARM:

Durante el funcionamiento del controlador de planta 21, y la máquina de estados de LVRT en particular, se supervisan algunas señales, si están fuera de los límites se inicia un cambio del estado actual al estado ALARM 50. En el estado ALARM 50, la alarma puede codificarse y comunicarse a un sistema de gestión de alarmas, denominado máquina de procesamiento de alarmas 51, del controlador de planta 21. Basándose en esta información relacionada con alarmas, la máquina de procesamiento de alarmas 51 qué medidas deben tomarse, por ejemplo que todo el controlador de planta 21 tiene que detenerse, o que puede reiniciarse después de un restablecimiento completo de sus subcontroladores.

Figura 7: Ejemplo de funcionamiento

La figura 7 muestra diagramas a modo de ejemplo de tensión V_{PCC} en el PCC/PCM 26, y la potencia reactiva Q_{PCC} y la potencia activa P_{PCC} producidas por una planta de energía eólica 1 en el PCC/PCM 26 con soporte tras el fallo (líneas continuas) y sin el mismo (línea discontinua), en función del tiempo.

En el ejemplo mostrado, los WTG de la central eléctrica son WTG basados en DFIG (DFIG = generador de inducción de doble alimentación). La red eléctrica externa 14 tiene una razón de cortocircuito (RCC) = 5. El control de planta funciona en un modo de control del factor de potencia (PF) antes del fallo, con un PF de aproximadamente 0,95 de producción de potencia inductiva y de potencia activa de 1 pu. El soporte tras el fallo se realiza con inyección de potencia reactiva cero en el PCC (inyección sólo de potencia activa en el PCC).

Tal como se puede ver en la figura 7, cuando se activa el soporte tras el fallo, el controlador de planta controla la

5 potencia reactiva independientemente de la configuración del modo de control anterior al fallo. La potencia reactiva en el PCC se controla durante la etapa de soporte tras el fallo de tal manera que su valor es próximo a cero. Después de este periodo, el control retorna al modo de funcionamiento anterior. La duración del tiempo de la etapa de soporte tras el fallo puede establecerse en un valor que coincida con los requisitos específicos para la recuperación de red eléctrica por adelantado, o puede depender de un parámetro de estabilidad de red eléctrica medido. La estabilidad de la tensión de red eléctrica puede mejorarse particularmente aplicando tal soporte tras el fallo a nivel de planta en plantas de energía eólica controladas en modo de PF o Q y conectadas a redes eléctricas con bajo RCC, ya que justo después del fallo, el estado tras el fallo puede conducir la tensión en PCC hasta cerca de 1 pu, dependiendo del modo elegido después del fallo, que puede diferir del modo de control seleccionado durante el funcionamiento normal.

10 La figura 7 también muestra diagramas análogos para V_{PCC} , Q_{PCC} y P_{PCC} obtenidos sin soporte tras el fallo. Mientras que en el ejemplo que se muestra no hay una diferencia significativa en los diagramas con soporte tras el fallo en P_{PCC} , V_{PCC} y Q_{PCC} se aproximan rápidamente a los valores anteriores al fallo si no hay soporte tras el fallo.

Figura 8: Implementación del controlador de planta

15 La figura 8 muestra una implementación a modo de ejemplo del hardware del controlador de planta 21. Según la figura 8, el controlador de planta 21 es un ordenador 61 formado por varias unidades que se conectan en paralelo a un bus de sistema 62. Uno o más microprocesadores 63 controlan el funcionamiento del ordenador 61; el/los microprocesador(es) 63 usan directamente una memoria de acceso aleatorio (RAM) 64 como memoria de trabajo para datos y código de programa, y una memoria de sólo lectura (ROM) 65 almacena el código básico para un arranque del ordenador 61 de manera no volátil.

20 Se conectan unidades periféricas a un bus local 66 por medio de interfaces respectivas. Por ejemplo, una memoria magnética en forma de disco duro con la unidad 67 y/o una memoria óptica, por ejemplo, un CD-ROM con la unidad 68 almacena programas de manera no volátil que implementan las funcionalidades de control descritas en el presente documento, incluyendo la máquina de estados de LVRT 35, y hace que los métodos descritos en el presente documento se lleven a cabo cuando se ejecutan por el ordenador 61. Una unidad de puente 69 interconecta el bus del sistema 62 con el bus local 66. En otras realizaciones, sólo hay un bus común que proporciona las funcionalidades del bus del sistema y el bus local.

25 El ordenador 61 también incluye interfaces de red (NIC, por sus siglas en inglés) 71 para conectar el ordenador 51 al dispositivo de medición 34 para recibir valores de medición, tales como $Q_{(retroalimentación)}$, $V_{(retroalimentación)}$, $f_{(retroalimentación)}$ y/o $P_{(retroalimentación)}$, y la bandera de LVRT 39, a la red de control 23 (figura 3) para comunicarse con los controladores de turbina eólica locales 22, y a una red externa para comunicarse con el proveedor de red eléctrica, la supervisión remota de la planta, etc. El ordenador 61 también puede estar equipado con dispositivos de entrada 72 (por ejemplo, un teclado y un ratón), y dispositivos de salida 73 (por ejemplo, un monitor). Estas interfaces 71, 72, 73 pueden conectarse al bus local 66.

35 El hardware de los controladores de turbina eólica locales 22 puede implementarse de manera correspondiente como el hardware de controlador de planta de la figura 8.

REIVINDICACIONES

1. Una planta de energía eólica (1) conectada a una red eléctrica (11) con una tensión nominal, que comprende un controlador de planta central (21) y turbinas eólicas (2),
 5 en la que el controlador de planta central (21) está configurado para llevar a cabo un método de control de la salida eléctrica de la planta de energía eólica (1) en caso de un fallo de red eléctrica, que es un fallo de baja tensión transitorio de la red eléctrica,
 en la que las turbinas eólicas (2) están configuradas para funcionar en un modo de funcionamiento de red eléctrica nominal durante el cual la tensión de red eléctrica está dentro de un intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal y las turbinas eólicas (2) se controlan según al menos un valor de referencia de un parámetro de producción eléctrica proporcionado por el controlador de planta central (21),
 10 en la que las turbinas eólicas (2) funcionan durante una fase de fallo, durante la cual la tensión de red eléctrica disminuye por debajo del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, de modo que mantenga la conexión durante el fallo de red eléctrica,
 y en el que durante una etapa de soporte tras el fallo, en la que se entra cuando se ha eliminado el fallo de red eléctrica, de tal manera que la tensión de red eléctrica retorna a dentro del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, el controlador de planta central (21) está configurado para controlar la planta de energía eólica para proporcionar sólo potencia activa, o para realizar el control de tensión, en el que el controlador de planta central (21) está configurado para entrar en la etapa de soporte tras el fallo en respuesta a que la tensión de red eléctrica ha recuperado un valor predeterminado indicativo de la eliminación del fallo de baja tensión,
 15 y en la que el controlador de planta central (21) está configurado para reanudar, después de la etapa de soporte tras el fallo, el control de la planta de energía eólica (1) según el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, que prevalecía antes del fallo de baja tensión, en una etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal.
- 25 2. La planta de energía eólica según la reivindicación 1, en la que las turbinas eólicas (2) tienen controladores locales de turbina eólica (22) configurados, durante la etapa de fallo, para hacer funcionar las turbinas eólicas de manera autónoma con respecto a su salida eléctrica para mantener la conexión durante el fallo de red eléctrica.
- 30 3. La planta de energía eólica según la reivindicación 1, en la que el controlador de planta central (21) está configurado para controlar también las turbinas eólicas (2) durante la etapa de fallo para mantener la conexión durante el fallo de red eléctrica.
4. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en la que el controlador de planta central (21) está configurado para realizar al menos uno de funcionamiento de reducción; soporte de frecuencia de red eléctrica y control de oscilaciones de red eléctrica de amortiguación, durante la etapa de soporte tras el fallo.
 35
5. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en la que el controlador de planta central (21) está configurado, en el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, para proporcionar a las turbinas eólicas (2) valores de referencia, incluyendo el valor o valores de referencia para una turbina eólica al menos uno de un valor de referencia para la producción de potencia reactiva, para la producción de potencia activa, para un factor de potencia de la potencia producida, para un ángulo de fase entre la tensión de red eléctrica y la corriente producida, para la producción de corriente reactiva en relación con una corriente nominal producible por la turbina eólica (2), para la tensión que deben alcanzar los terminales de la turbina eólica, y para la producción de potencia real en relación con la potencia nominal producible por la turbina eólica o en relación con la potencia real producible en las condiciones de viento actuales.
 40
6. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en la que el controlador de planta central (21) o los controladores locales de turbina eólica (22) está(n) configurado(s), durante al menos una fracción de la etapa de fallo, para controlar las turbinas eólicas (2) para producir corriente reactiva para soportar la recuperación de red eléctrica (11).
 45
7. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en la que el controlador de planta central (21) está configurado para realizar un control de tensión en la etapa de soporte tras el fallo midiendo una tensión en un punto de medición común, comparando la tensión medida con la tensión de referencia y ajustando un valor de referencia para la producción de potencia reactiva o de corriente reactiva para contrarrestar cualquier desviación de la tensión medida con respecto a la tensión de referencia.
 50
8. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en la que, para permitir que
 55

la planta de energía eólica (1) produzca potencia reactiva, los convertidores de las turbinas eólicas están configurados para producir potencia reactiva, o uno o más compensadores estáticos síncronos están comprendidos en la planta de energía eólica, o se proporciona una combinación de producción de potencia reactiva por convertidores de turbina eólica y uno o más compensadores estáticos síncronos.

- 5 9. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, en la que el controlador de planta central (21) está configurado para abandonar la etapa de soporte tras el fallo y reanudar el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal en respuesta a la expiración de un intervalo de tiempo predeterminado o dependiente de la gravedad del fallo.
- 10 10. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, en la que el controlador de planta central (21) está configurado para monitorizar al menos un parámetro de red eléctrica durante la etapa de soporte tras el fallo, y para abandonar la etapa de soporte tras el fallo y reanudar el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal en respuesta a la determinación de que el al menos un parámetro de red eléctrica monitorizado ha adoptado un valor indicativo de las condiciones de red eléctrica nominal.
- 15 11. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, en la que el controlador de planta central (21) está configurado, tras entrar en la etapa de fallo, para congelar un estado de al menos aquella parte del controlador de planta central (21) que proporciona el control de la salida eléctrica en el modo de funcionamiento nominal y almacenar un valor de funcionamiento anterior al fallo de al menos una variable de control y, tras reanudar el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, para reanudar el control usando el al menos un valor de variable de control almacenado de funcionamiento anterior al fallo.
- 20 12. La planta de energía eólica según una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11, en la que el controlador de planta central comprende una máquina de estados de mantenimiento de conexión de baja tensión que implementa diferentes estados de control, que comprende:
- un estado de fallo activo durante la etapa de fallo;
 - un estado tras el fallo activo durante la etapa de soporte tras el fallo;
 - 25 - un estado de funcionamiento normal o un estado de control de recuperación activo durante la transición de la etapa de soporte tras el fallo a la etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal.
- 30 13. Un método de control de la salida eléctrica de una planta de energía eólica (1) conectada a una red eléctrica (1) con una tensión nominal, en el caso de un fallo de red eléctrica, que es un fallo de baja tensión transitorio de la red eléctrica, comprendiendo la planta de energía eólica turbinas eólicas (2) y un controlador de planta central (21),
- 35 en el que las turbinas eólicas (2) funcionan en un modo de funcionamiento de red eléctrica nominal durante el cual la tensión de red eléctrica está dentro de un intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal y las turbinas eléctricas se controlan según al menos un valor de referencia de un parámetro de producción eléctrica proporcionado por el controlador de planta central,
- comprendiendo el método tres etapas de funcionamiento durante y después de un fallo de baja tensión:
- una etapa de fallo en la que se entra en respuesta a la detección de un fallo de red eléctrica, durante la cual la tensión de red eléctrica disminuye por debajo del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal y las turbinas eólicas se controlan para mantener la conexión durante el fallo de red eléctrica,
- 40 una etapa de soporte tras el fallo que comienza cuando se ha eliminado el fallo de red eléctrica de tal manera que la tensión de red eléctrica retorna a dentro del intervalo de funcionamiento de red eléctrica nominal, en el que se entra en la etapa de soporte tras el fallo en respuesta a que la tensión de red eléctrica ha recuperado un valor predeterminado indicativo de la eliminación del fallo de baja tensión, en el que durante la etapa de soporte tras el fallo, la planta de energía eólica se controla por el controlador de planta central para:
- 45 - (i) proporcionar sólo potencia real, o
 - (ii) realizar un control de tensión,
- y, una etapa de funcionamiento de red eléctrica nominal en la que se reanuda el modo de funcionamiento de red eléctrica nominal, que prevalecía antes del fallo de baja tensión.

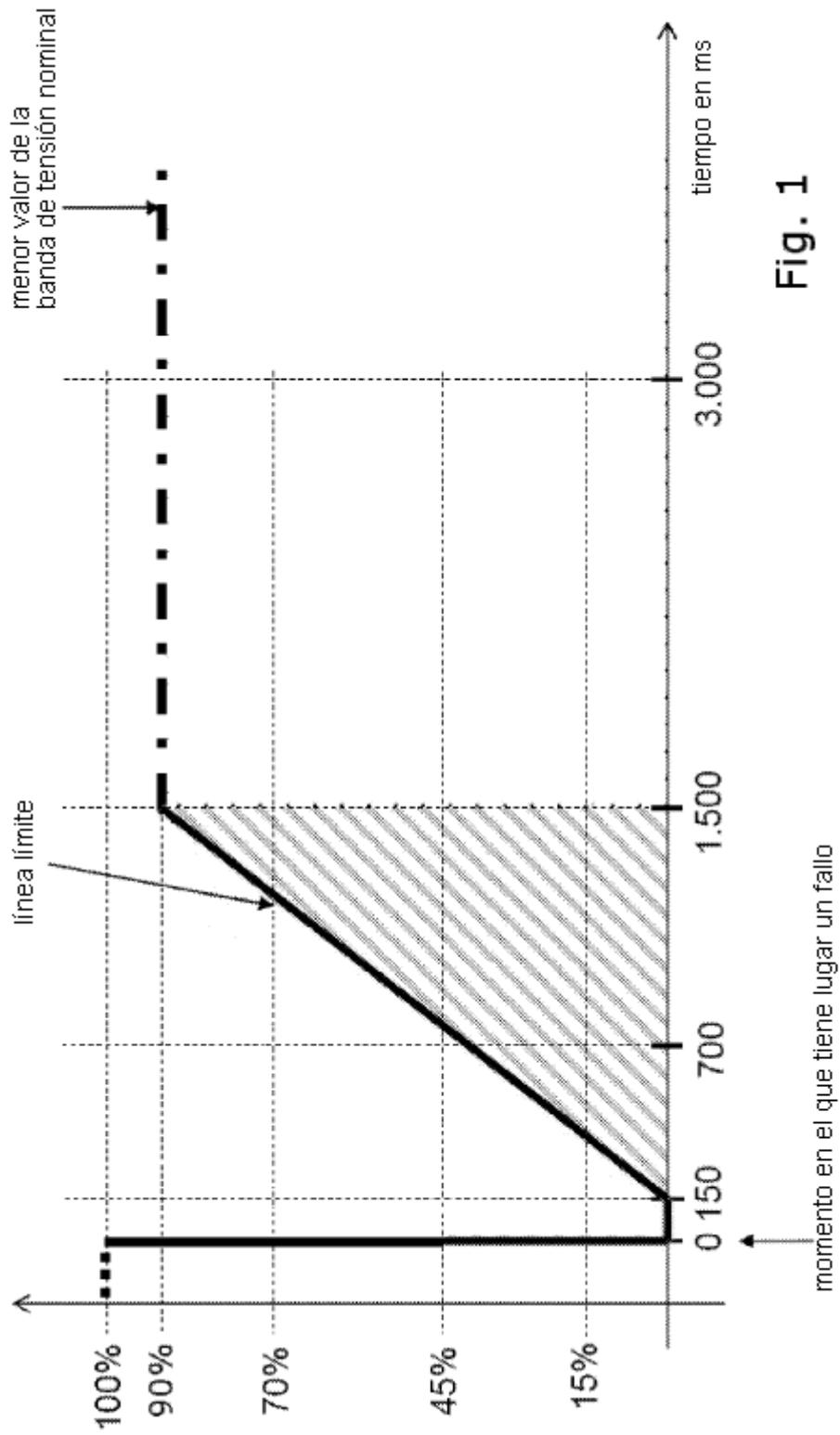


Fig. 1

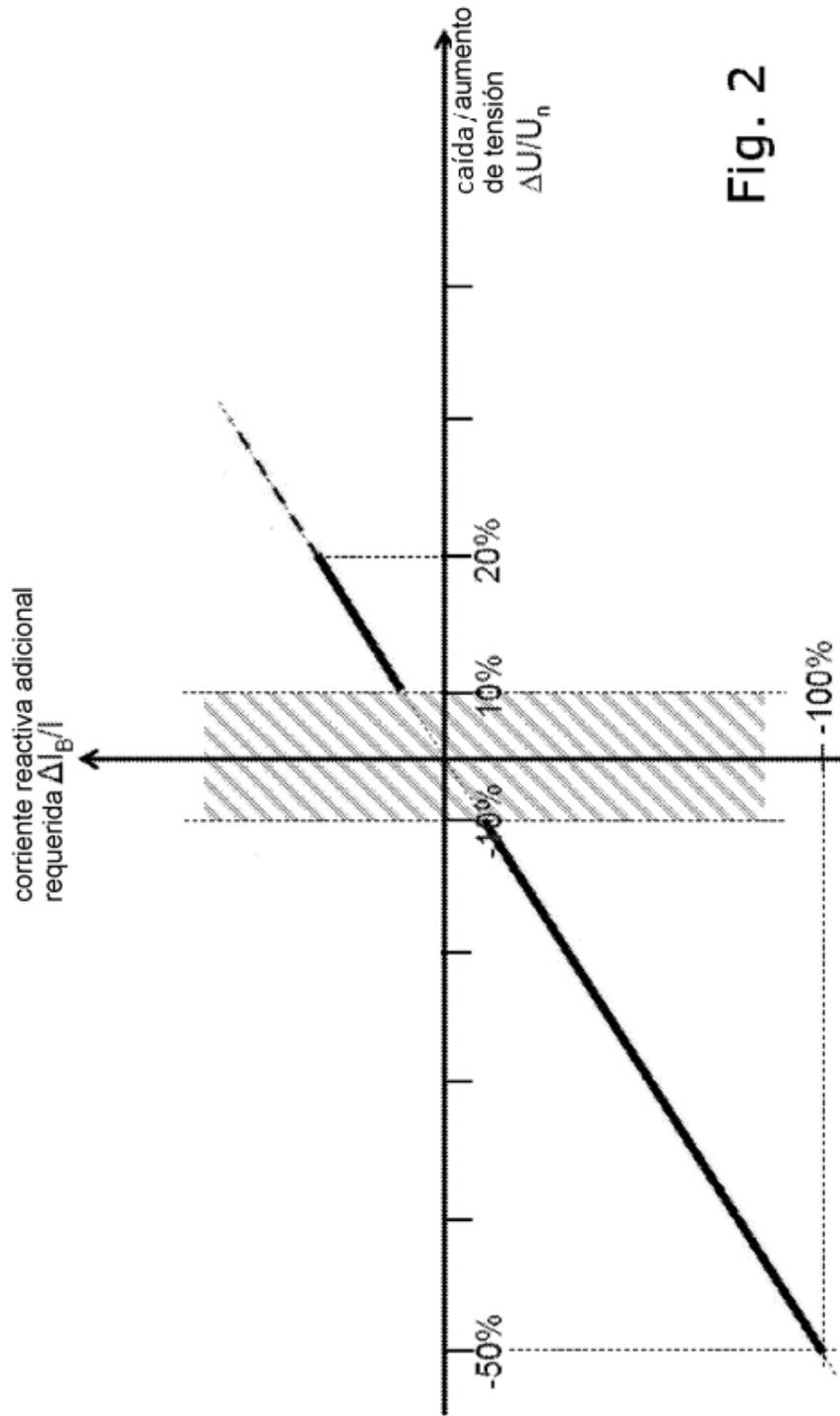


Fig. 2

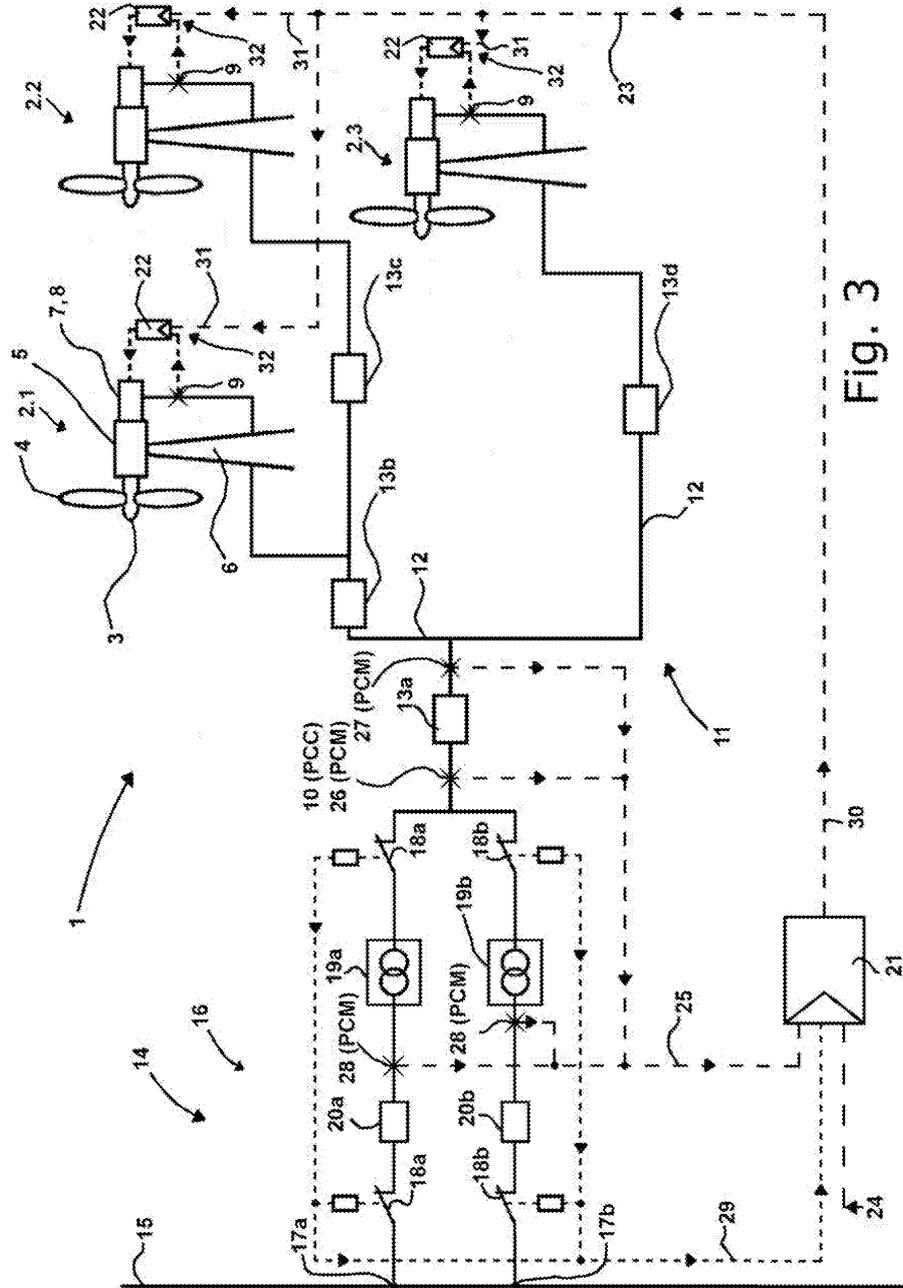


Fig. 3

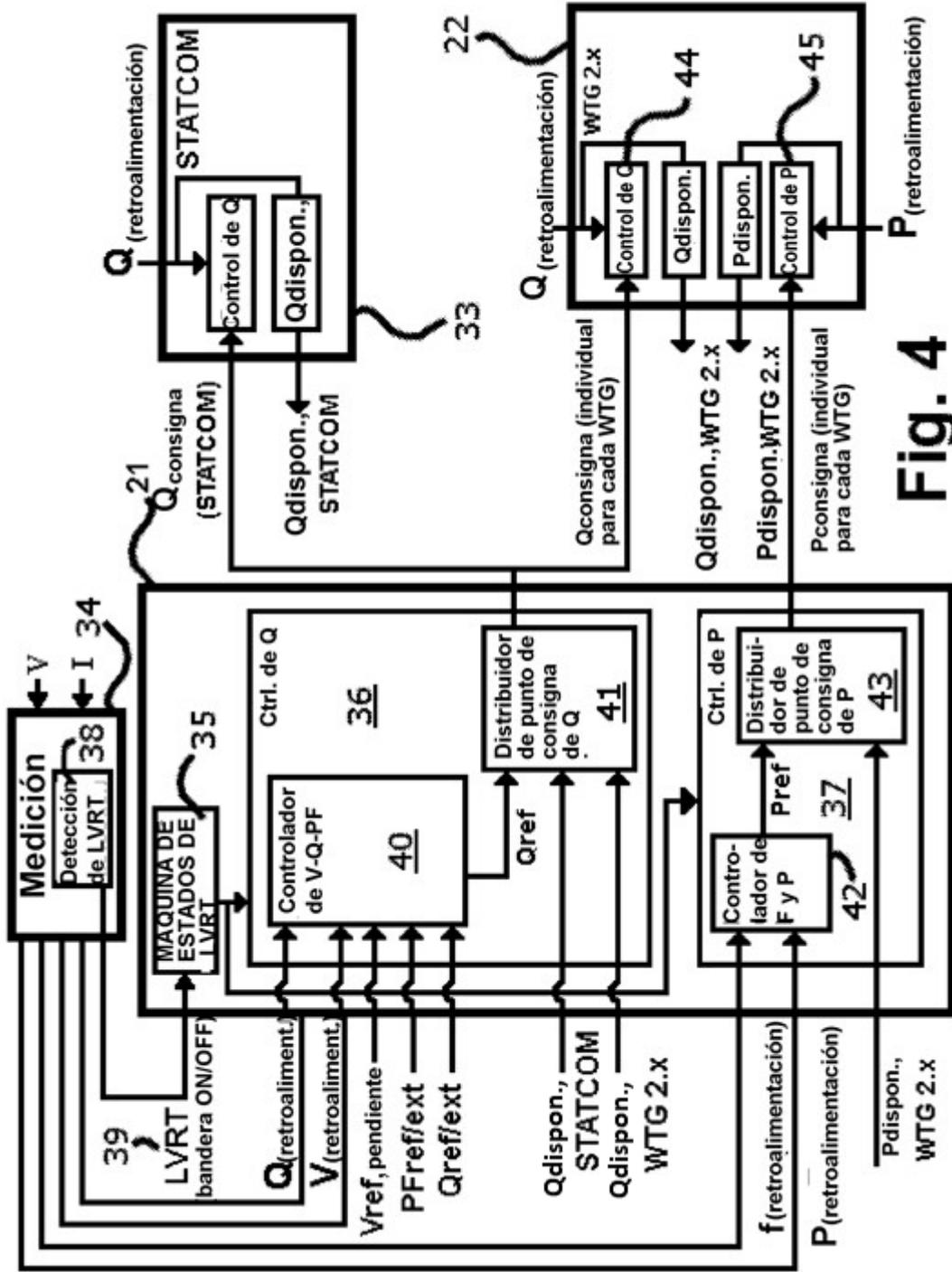


Fig. 4

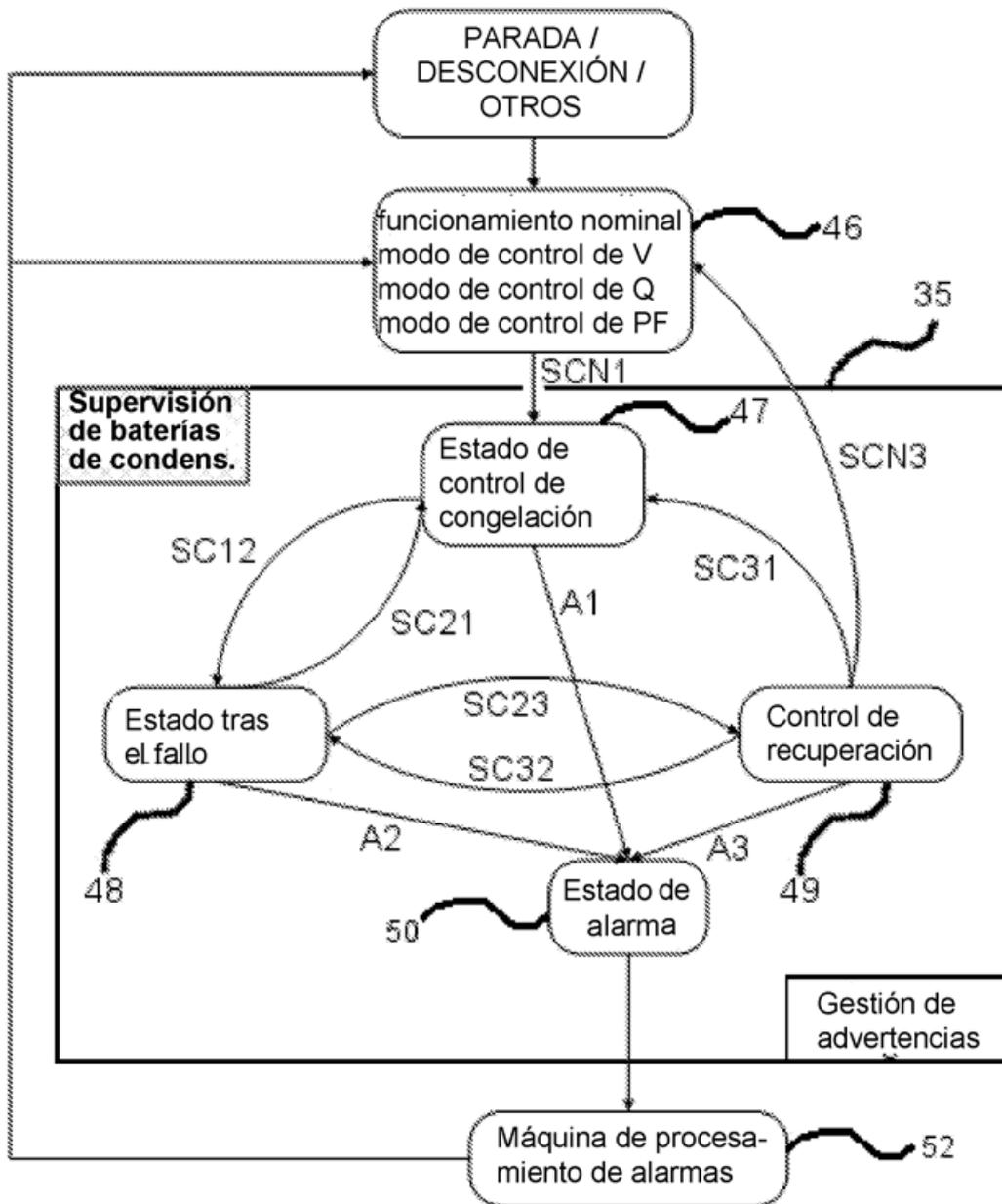


Fig. 5

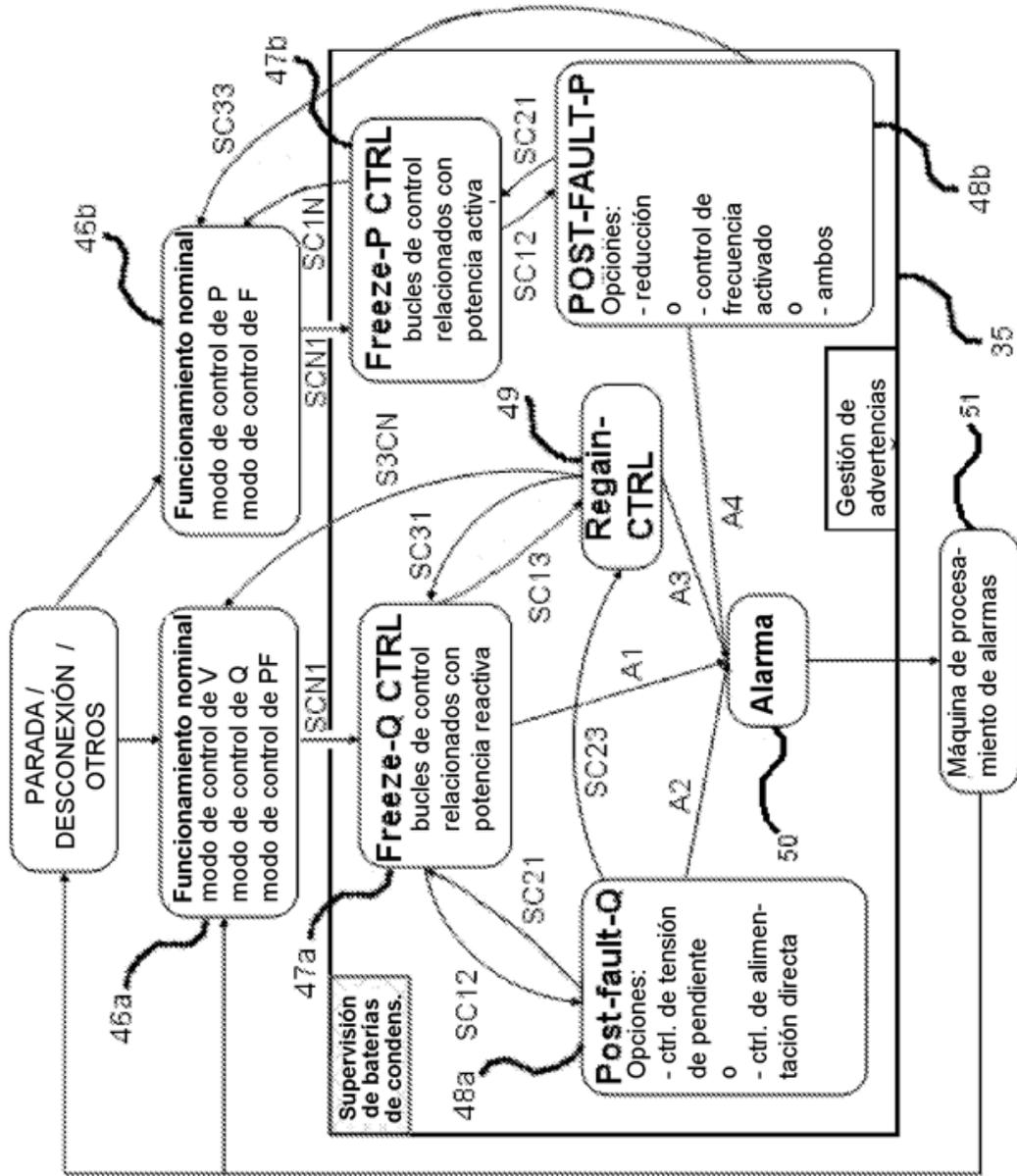
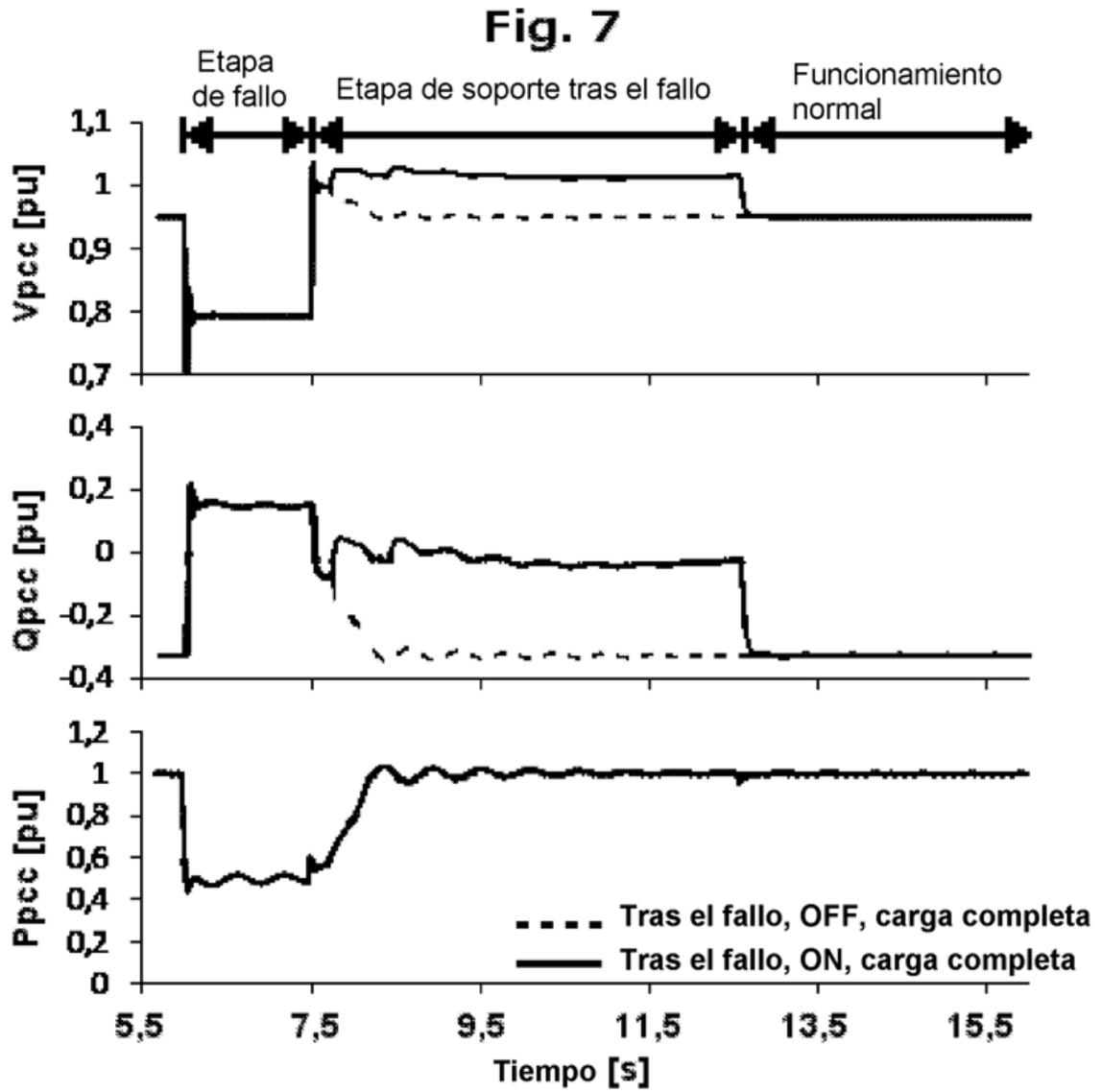


Fig. 6



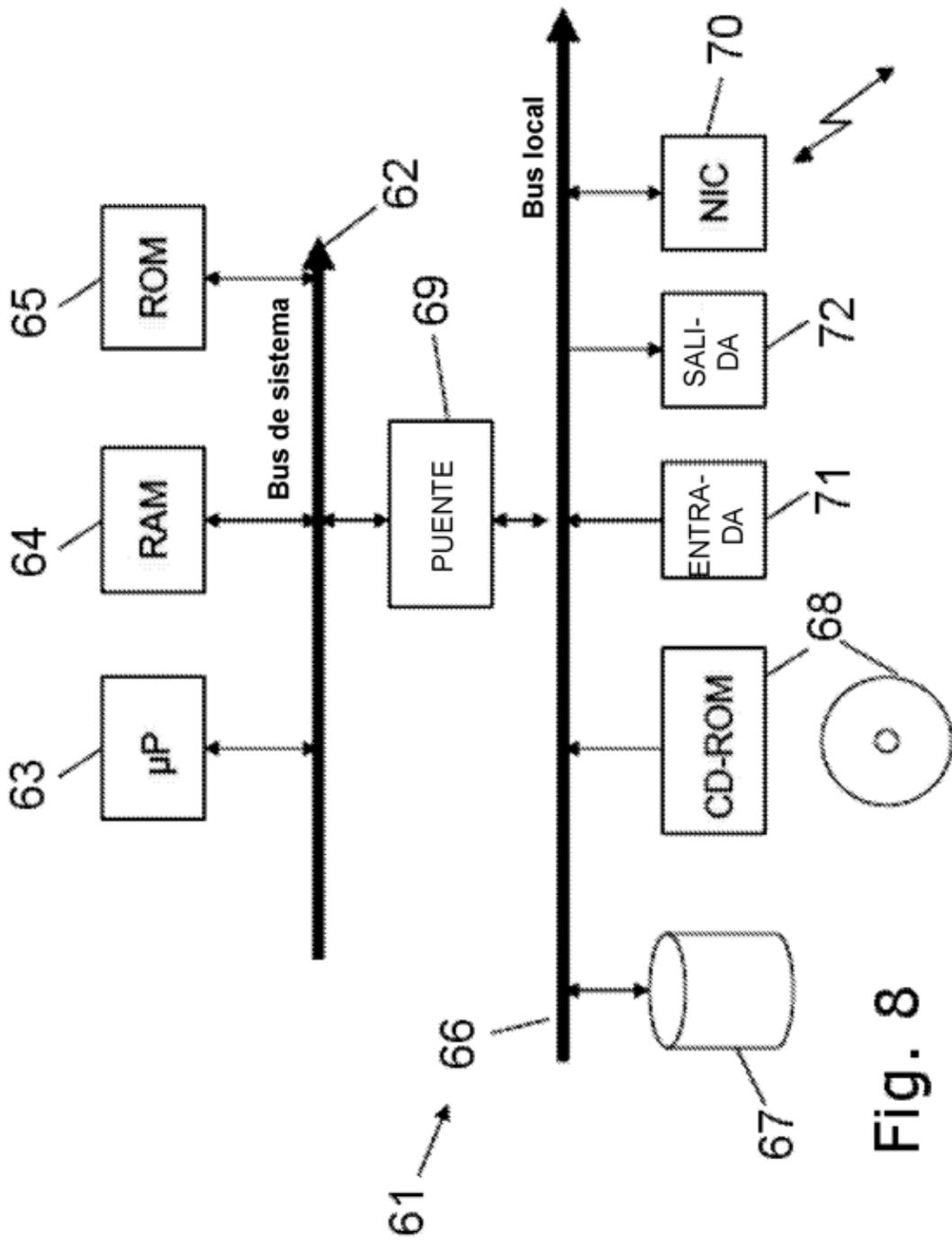


Fig. 8