

Alternativas para el control de la red eléctrica aislada en parques eólicos marinos

Carlos Díaz-Sanahuja, Ignacio Peñarrocha, Ricardo Vidal-Albalate, Ester Sales-Setién
Departamento de Ingeniería de Sistemas Industriales y Diseño
Universitat Jaume I, Castellón, España
{csanahuj,ipenarro,rvidal,esales}@uji.es

Resumen

En este trabajo se presenta el problema de control de la red eléctrica de parques eólicos marinos que vierten su potencia a la red eléctrica terrestre a través de un enlace de corriente continua y convertidores por fuente de tensión. A día de hoy, el problema se resuelve mediante un control similar al de las redes eléctricas convencionales, en las que la frecuencia es una variable libre que deben controlar los generadores convencionales con gran inercia. Teniendo en cuenta que en las redes eléctricas marinas las conexiones se realizan mediante convertidores de electrónica de potencia AC/DC y DC/AC, se plantea una nueva estrategia en la que la frecuencia deja de ser un grado de libertad y se demuestra que, de esta forma, el sistema a controlar es lineal. Con esta propuesta, se pueden desarrollar controladores más robustos que los existentes hasta la fecha y se le pueden pedir mayores prestaciones a los parques eólicos.

Palabras clave: Parque eólico marino, control de redes eléctricas, corriente continua de alta tensión (HVDC), convertidor por fuente de tensión (VSC).

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años ha habido una gran expansión de los parques eólicos marinos. De acuerdo con la Asociación Europea para la Energía Eólica (EWEA), en 15 años la potencia instalada en parques eólicos marinos superará la instalada en los terrestres [2, 4].

Para conectar cada parque eólico con la red eléctrica terrestre se utilizan enlaces de corriente continua de alta tensión (HVDC), ya que, para largas distancias, éstos son más adecuados que los enlaces de corriente alterna (HVAC) [10]. Además, se prevé que esta tecnología se use en el futuro en la *European Super Grid*, en la que se conectarán parques eólicos mediante redes HVDC multiterminal [12]. Como se explica en [6, 7], el uso de sistemas de transmisión con convertidores por fuente de tensión (VSC), que incluye convertidores modulares multinivel en ambos terminales

de la red, está incrementándose sobre el uso de convertidores de línea conmutada (LCC) gracias a las importantes ventajas en lo que respecta a sus capacidades de control y prestaciones.

Esta mayor controlabilidad es importante para desarrollar la mejor estrategia de control para el parque eólico y así responder a los nuevos requerimientos impuestos para este tipo de sistemas. En este sentido, el código de red para conexión de generadores publicado por ENTSO-E [11], establece diferentes requerimientos para las prestaciones de los generadores eólicos. Algunos de estos requerimientos son: apoyo al control de la frecuencia, apoyo al control de la tensión, sin fuentes de energía externa, funcionamiento en isla, capacidad de recuperación ante fallos de la red o control de los flujos de potencia. Por tanto, todos los generadores, incluyendo las fuentes de energía renovable, deben tener suficiente robustez para hacer frente a las perturbaciones de la red y facilitar la restauración del sistema tras un colapso. En este sentido, el uso de convertidores LCC y de estrategias de control convencionales dificulta el cumplimiento de estos requerimientos, por lo que es necesario desarrollar nuevas estrategias de control para parques eólicos marinos que permitan mejorar la integración de las fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico.

Este trabajo se centra en el control de la red eléctrica marina existente entre los aerogeneradores y el rectificador VSC, presentando las técnicas básicas de control existentes hasta la fecha y planteando una alternativa a las mismas. En las técnicas de control convencionales, como las presentadas en [3, 5, 8, 14], la frecuencia de la red eléctrica es una variable a controlar que hace que el sistema sea no lineal. Para el control de las mismas se utiliza una linealización y desacoplamiento por realimentación que tiene problemas de robustez frente a las incertidumbres de los parámetros eléctricos disponibles y los ruidos de las mediciones, además de una elevada complejidad en la implementación. Para solventar este problema, en este trabajo se plantea una nueva estrategia de control en la que la frecuencia deja de ser una variable a controlar. Con esto, se consigue

un sistema lineal sobre el que se pueden aplicar controladores más avanzados con los que tratar de cumplir los requerimientos planteados por la ENTSO-E.

Este trabajo se organiza como sigue. Primero, en la Sección 2, se plantea el problema; así, se presenta la red eléctrica marina y el modelado de la parte que es objeto de estudio. En la Sección 3, se explica la solución convencionalmente adoptada desde el punto de vista de la ingeniería de control. También se incluye el control alternativo propuesto en este trabajo. Finalmente, en la Sección 4, se resumen las principales conclusiones del trabajo.

2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Esquema y control de un parque eólico marino

La Figura 1 muestra un modelo completo de la red eléctrica de un parque eólico, desde los aerogeneradores hasta la red AC terrestre. El sistema se puede dividir en cuatro subsistemas. Primero, se tiene el aerogenerador, que incluye un rectificador (Back-End) y se conecta a un bus de continua. Segundo, se tiene el sistema integrado por las ramas que agregan las turbinas eólicas. Este subsistema se compone de cada inversor (Front-End), que genera una tensión alterna con un valor eficaz de línea del orden de 2 kV, y por un transformador que eleva la tensión hasta la tensión de la red común AC, del orden de 33kV. El número de sistemas de este tipo depende del número de agregaciones de turbinas eólicas. Las diferentes ramas se conectan entre sí a través del punto de conexión común (PCC). Tercero, se tiene el sistema existente entre el PCC y el rectificador VSC se compone de un condensador, un transformador que eleva de nuevo la tensión hasta unos 150 kV, y el rectificador VSC para convertir las corrientes AC en DC con una tensión de ± 150 kV. Finalmente, se tiene el inversor terrestre que convierte las tensiones de DC en AC y un transformador que eleva las tensiones para acomodarlas y poderse así conectarse con la red terrestre AC.

La presencia de las fuentes VSC (rectificador e inversor) en los dos terminales de un enlace de corriente continua y de los inversores Front-End de los aerogeneradores ofrece diferentes posibilidades de control sobre el sistema completo. En todos los inversores o fuentes mencionados el funcionamiento es tal que se puede manipular de forma directa la tensión que se genera en bornes del terminal de alterna, con lo que las acciones de control finales del sistema son las tensiones V_{W_i} ($i = 1, \dots, n$),

$V_{R_{ac}}$ y $V_{I_{ac}}$ mostradas en la Figura 1. Las variables a controlar en el sistema completo son: la tensión y la frecuencia de la red marina AC existente entre los transformadores; las potencias activas vertidas desde el parque a la red terrestre a través del enlace HVDC; la tensión HVDC del enlace de conexión con tierra. Por una parte, los aerogeneradores pueden dedicarse bien a controlar la potencia que generan, o bien a crear la red eléctrica marina. El rectificador marino puede usarse bien para crear la red eléctrica marina AC, bien para controlar la potencia vertida desde el parque en su conjunto, o bien para controlar la tensión del enlace HVDC. Por su parte, el inversor terrestre puede utilizarse bien para controlar la tensión del enlace HVDC, o bien para controlar las potencias que se inyectan desde el parque a la red eléctrica AC terrestre, contribuyendo a su vez al control de la tensión y de la frecuencia de la red convencional terrestre AC. Finalmente, los convertidores pueden dedicarse al control de la misma variable eléctrica y trabajar de forma coordinada. Este trabajo se centra en el control de los dos primeros subsistemas, i.e., los aerogeneradores y el rectificador marino.

2.2 Variables y objetivos de control de la red eléctrica marina AC

El equivalente monofásico de la red marina AC es el que se muestra en la Figura 2. Las tensiones mostradas como V_i corresponden a las tensiones generadas por cada convertidor Front-End vistas desde el lado de alterna (es decir, $V_i = r_{t_i} V_{W_i}$, con $r_{t_i} \approx \frac{33}{2}$), mientras que las corrientes I_i representan las corrientes entregadas el por generador a la red común ($I_i = r_{t_i}^{-1} I_{W_i}$). Las impedancias R_i y L_i representan el circuito equivalente del transformador y el cable desde el aerogenerador hasta el punto de conexión común. La corriente I_F representa la corriente suma entregada por todas las ramas, mientras que V_F representa la tensión del PCC, que se ha de controlar. De forma similar, la tensión V_R representa la tensión generada por el rectificador marino vista desde el lado de la red de alterna, esto es, $V_R = r_t^{-1} V_{R_{ac}}$, con $r_t \approx \frac{150}{33}$, y lo mismo ocurre con la corriente I_R ($I_R = r_t I_{R_{ac}}$). Finalmente, I_C denota la corriente que se va por el condensador de compensación de reactiva C .

En el circuito monofásico anterior, las nuevas acciones de control son las tensiones V_i y V_R . Una vez calculadas estas acciones de control, se calcularán las acciones de control requeridas por el convertidor (i.e., V_{W_i} y $V_{R_{ac}}$) simplemente aplicando la relación de transformación pertinente para pasarlas a los niveles de tensión correspondientes.

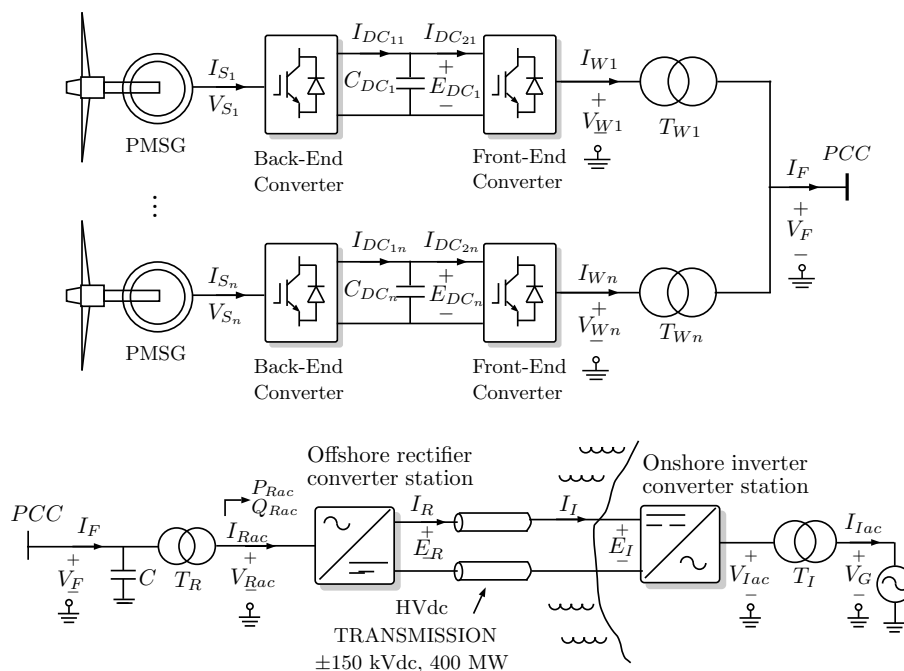


Figura 1: Esquema eléctrico de un parque eólico marino.

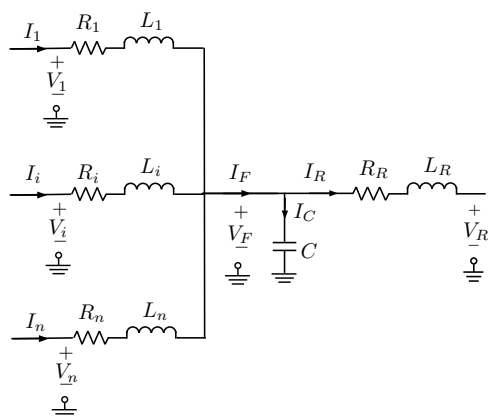


Figura 2: Circuito monofásico equivalente.

Los objetivos de control en la red marina son mantener cierta tensión V_F y proporcionar cierta potencia hacia el enlace HVDC. Para controlar la red marina existen dos posibilidades [3].

En primer lugar, se puede utilizar la tensión V_R para controlar la tensión V_F , y las tensiones V_i para controlar las potencias generadas en cada molino. Las potencias de referencia de cada aerogenerador pueden venir, bien del seguimiento del punto de máxima potencia disponible en función del viento incidente, bien de una consigna de potencia a generar por el parque más un sistema de reparto de potencias a lo largo de las máquinas del parque. Para proceder de esta forma, es necesario

que exista tensión en el enlace HVDC, que debería venir fijada por el inversor terrestre.

En segundo lugar, se puede utilizar la tensión V_R para controlar la potencia vertida por el parque eólico en su conjunto, y utilizar las tensiones V_i para controlar la tensión V_F de la red marina de forma coordinada. En este caso se puede energizar la red marina a partir de las turbinas con lo que, de esta forma, se puede funcionar de forma aislada de la red terrestre. Sin embargo, esta estrategia de control presenta la necesidad de coordinar los controladores de la tensión V_F , ya que todas las tensiones V_i (y los controladores que deciden dichas tensiones) buscan el mismo objetivo, lo cual cambia la dinámica del sistema en función de cuántos aerogeneradores haya en funcionamiento en cada momento, pudiendo incluso inestabilizar la red si el diseño no se hace de forma adecuada. Este problema todavía está abierto y es uno de los requerimientos del código ENTSO-E.

Este trabajo se centra en la primera posibilidad de control, donde la red marina se genera mediante la manipulación de V_R , y las tensiones V_i se manipulan para proporcionar la potencia requerida.

2.3 Modelado matemático de la red

Las ecuaciones diferenciales que modelan el comportamiento del sistema son

$$\dot{I}_i = \frac{-R_i}{L_i} I_i + \frac{1}{L_i} (V_i - V_F), \quad i = 1, \dots, n, \quad (1)$$

$$\dot{V}_F = \frac{1}{C} I_C, \quad (2)$$

$$I_R = I_F - I_C, \quad I_F = \sum_{i=1}^n I_i, \quad (3)$$

$$\dot{I}_R = \frac{-R_R}{L_R} I_R + \frac{1}{L_R} (V_F - V_R), \quad (4)$$

donde cada ecuación se debe entender como un conjunto de tres ecuaciones iguales en las que se representan las tres fases del sistema, incluyendo el valor de la variable correspondiente en la fase correspondiente. Para el control del sistema, se toman las siguientes consideraciones: desde el punto de vista de los aerogeneradores, la tensión V_F se considera una perturbación que va a estar bajo control y va a tener pocas variaciones; desde el punto de vista del rectificador, la corriente I_F se considera una perturbación que va poderse medir y, además, va a tener pocas variaciones por estar bajo control gracias al control sobre I_i que se va a realizar en cada aerogenerador. Con esto, para el diseño de controladores, se divide el sistema entre el subsistema de los aerogeneradores, dado por la ecuación (1) y por el subsistema rectificador definido como (2)-(3) y (4).

Como se quiere controlar los valores eficaces de las tensiones y las potencias medias, no las instantáneas, es interesante transformar el modelo anterior de tres ecuaciones por variable eléctrica (i.e., una ecuación por fase) en un modelo que trabaje con los valores eficaces de las variables. De esta manera, las potencias activas y reactivas se pueden calcular con productos sencillos de tensión y corriente eficaces. Para este fin existen las transformaciones de Clarke y Park, [1]. La transformación de Clarke seguida de una transformación de coordenadas rectangulares a polares permite extraer la amplitud y el ángulo de una señal trifásica senoidal, y, en general, se denotará como $(\bar{X}, \theta) = C(X_a, X_b, X_c)$. Si esta transformación sólo se aplica a la tensión V_F se tiene un ángulo con el que las señales senoidales a generar deben sincronizarse; a su vez, su derivada proporciona la frecuencia ω de la señal de referencia. La transformación de Clarke-Park permite reducir la representación trifásica de las variables eléctricas a una representación de otras dos variables que, en general, se denotará como $(X_d, X_q) = P(X_a, X_b, X_c, \theta)$ y está referida al ángulo común a todo el circuito θ (extraído de V_F). En esta transformación, la primera variable

representa los valores eficaces (raíz cuadrada del valor cuadrático medio) de tensión o corriente en fase con el ángulo θ (valores en el eje directo, con subíndice d). La segunda, los valores desfasados 90° respecto de la señal anterior (en cuadratura, con subíndice q).

Aplicando la transformación Clarke-Park, el conjunto de tres ecuaciones (una por fase) en (1) se traducen en

$$\dot{I}_{id} = \frac{-R_i}{L_i} I_{id} - \omega I_{iq} + \frac{1}{L_i} V_{id} - \frac{1}{L_i} V_{Fd}, \quad (5)$$

$$\dot{I}_{iq} = \omega I_{id} - \frac{R_i}{L_i} I_{iq} + \frac{1}{L_i} V_{iq} + \frac{1}{L_i} V_{Fq}; \quad (6)$$

mientras que las ecuaciones en (2)-(3) y (4) se traducen en

$$\dot{V}_{Fd} = \omega V_{Fq} - \frac{1}{C} I_{Rd} + \frac{1}{C} I_{Fd}, \quad (7)$$

$$\dot{V}_{Fq} = -\omega V_{Fd} - \frac{1}{C} I_{Rq} + \frac{1}{C} I_{Fq}, \quad (8)$$

$$\dot{I}_{Rd} = \frac{1}{L_R} V_{Fd} - \frac{R_R}{L_R} I_{Rd} - \omega I_{Rq} - \frac{1}{L_R} V_{Rd}, \quad (9)$$

$$\dot{I}_{Rq} = \frac{1}{L_R} V_{Fq} + \omega I_{Rd} - \frac{R_R}{L_R} I_{Rq} - \frac{1}{L_R} V_{Rq}. \quad (10)$$

Con esta notación, la potencia generada en bornes del inversor Front-End viene dada por

$$\begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{id} & V_{iq} \\ V_{iq} & -V_{id} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{id} \\ I_{iq} \end{bmatrix}, \quad (11)$$

siendo P la potencia activa y Q la potencia reactiva. Teniendo en cuenta las pérdidas en el transformador, la potencia efectiva que se vierte finalmente a la red vienen dada por

$$\begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{Fd} & V_{Fq} \\ V_{Fq} & -V_{Fd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{id} \\ I_{iq} \end{bmatrix}. \quad (12)$$

3 PROPUESTAS DE CONTROL DE LA RED MARINA

Con esta transformación, las nuevas acciones de control en los convertidores que generan las señales trifásicas V_i y V_R son sus valores d y q así como el ángulo θ . La utilización de estas nuevas variables es común debido al control vectorial interno en los inversores, que requieren dichas variables para su funcionamiento normal (el inversor se encarga internamente de generar las tensiones senoidales trifásicas a partir de los valores eficaces y del ángulo resultante de integrar la variable de frecuencia). Para crear una red AC sólo es necesario definir dos variables eléctricas sobre V_F , o bien la valor eficaz de la tensión y la frecuencia ω , manteniendo la componente q de la tensión arbitrariamente a cero ($V_{Fq} = 0$), o bien la tensión en el eje

d y en el q , manteniendo fija la frecuencia en un valor determinado ($\omega = \omega^*$). De igual forma, para definir el flujo de potencia, también es únicamente necesario definir dos variables, la potencia activa y la reactiva. A la vista de este comportamiento, cada convertidor tiene una variable de holgura.

3.1 Control convencional de la tensión de la red marina

En el control tradicional, el rectificador VSC controla la tensión y frecuencia de la red marina en bucle abierto, esto es, pasándose la referencia de estas magnitudes eléctricas de forma directa a V_R y con un ángulo obtenido simplemente por integración de la frecuencia deseada [9, 13]. Sin embargo, no se tiene un control sobre las corrientes, lo que puede llegar a dañar el convertidor ante un mal funcionamiento o perturbación. Ante esta falta de control interno de las corrientes, ante sobrecorriente únicamente proponen apagar el convertidor.

Una alternativa para solucionar este problema es la siguiente, que se basa en una imitación en el parque eólico del control que se lleva a cabo en los sistemas de generación convencional. En estos, generalmente, existe una turbina con gran inercia que es la encargada de generar la frecuencia de la red eléctrica (50 Hz en Europa), siendo esta proporcional a la velocidad de giro del generador. Por este motivo, la mayoría de controles existentes hasta la fecha se basan en este funcionamiento, dejando libre la variable de la frecuencia, y fijan, de forma arbitraria, la tensión en el eje q de la red AC a cero $V_{Fq} = 0$. Con esto, se tiene un sistema no lineal dado por las ecuaciones

$$\dot{I}_{id} = \frac{-R_i}{L_i} I_{id} - \omega I_{iq} + \frac{1}{L_i} V_{id} - \frac{1}{L_i} V_{Fd}, \quad (13)$$

$$\dot{I}_{iq} = \omega I_{id} - \frac{R_i}{L_i} I_{iq} + \frac{1}{L_i} V_{iq}, \quad (14)$$

para el aerogenerador, y

$$\dot{V}_{Fd} = -\frac{1}{C} I_{Rd} + \frac{1}{C} I_{Fd}, \quad (15)$$

$$\dot{I}_{Rd} = \frac{1}{L_R} V_{Fd} - \frac{R_R}{L_R} I_{Rd} - \omega I_{Rq} - \frac{1}{L_R} V_{Rd}, \quad (16)$$

$$\dot{I}_{Rq} = \omega I_{Rd} - \frac{R_R}{L_R} I_{Rq} - \frac{1}{L_R} V_{Rq}, \quad (17)$$

$$\omega = \frac{1}{V_{Fd}} \left(-\frac{1}{C} I_{Rq} + \frac{1}{C} I_{Fq} \right), \quad (18)$$

para el rectificador. En este último sistema de ecuaciones se debe entender la frecuencia como una salida del sistema que viene dada por su medición a través de la señal V_F . Así, para obtener un sistema en representación interna (donde la derivada de cada variable de estado sólo depende

de variables de estado y entradas), se debe sustituir el valor de ω dado por (18) en las ecuaciones anteriores. Para la generación de las tensiones del rectificador V_R , se debe utilizar el ángulo obtenido a partir de la tensión V_F .

Para el control de la red marina se asume que la tensión V_F es medible, lo que permite obtener, mediante la transformación D , el ángulo θ y la frecuencia ω resultante. También se consideran medibles las corrientes I_R y la corriente I_F . Se utiliza una estrategia de control por linealización y prealimentación que, simultáneamente, permite obtener un sistema lineal desacoplado. Así, las acciones de de control se definen como

$$V_{Rd} = -u_d + \hat{V}_{Fd} + \hat{\omega} \hat{L}_R \hat{I}_{Rq}, \quad (19)$$

$$V_{Rq} = -u_q - \hat{\omega} \hat{L}_R \hat{I}_{Rd}, \quad (20)$$

donde se ha utilizado el símbolo $\hat{\cdot}$ sobre las variables que son, o bien medibles, o bien un parámetro del sistema disponible, y donde se han introducido las nuevas acciones de control virtuales u_d y u_q . Si las mediciones fueran perfectas y no existiera error en el modelo, la dinámica del sistema se reduciría a

$$\dot{V}_{Fd} = \frac{-1}{C} I_{Rd} + \frac{1}{C} I_{Fd}, \quad (21)$$

$$\dot{I}_{Rd} = \frac{-R_R}{L_R} I_{Rd} + \frac{1}{L_R} u_d, \quad (22)$$

$$\dot{I}_{Rq} = \frac{-R_R}{L_R} I_{Rq} + \frac{1}{L_R} u_q, \quad (23)$$

$$\omega = \frac{1}{V_{Fd}} \left(-\frac{1}{C} I_{Rq} + \frac{1}{C} I_{Fq} \right). \quad (24)$$

Nótese que se tiene un sistema desacoplado donde I_{Rd} sólo depende de u_d y I_{Rq} sólo depende de u_q , mientras que las variables a controlar son la tensión V_{Fd} y la frecuencia ω . Asimismo, es interesante mantener la corriente I_R limitada durante los transitorios para evitar sobrepasar la potencia máxima del rectificador. Por este motivo, se opta por un control en cascada en el que u_d y u_q se utilizan para el control de las corrientes I_{Rd} y I_{Rq} , y en el que se utilizan las corrientes de referencia I_{Rd}^* y I_{Rq}^* para controlar la tensión V_{Fd} y ω . El control de corriente se realiza mediante un control PID de la forma

$$u_d = PID(I_{Rd}^*, \hat{I}_{Rd}), \quad (25)$$

que se diseña teniendo en cuenta únicamente el polo ubicado en $\frac{-R_R}{L_R}$. De forma similar, se realiza y diseña el control de I_{Rq} mediante la acción de control virtual u_q

$$u_q = PID(I_{Rq}^*, \hat{I}_{Rq}). \quad (26)$$

Para el control de la tensión V_{Fd} se tiene un sistema en el que la tensión sólo depende de la corriente controlada I_{Rd} y de la corriente I_{Fd} , considerada una perturbación medible. Entonces, se

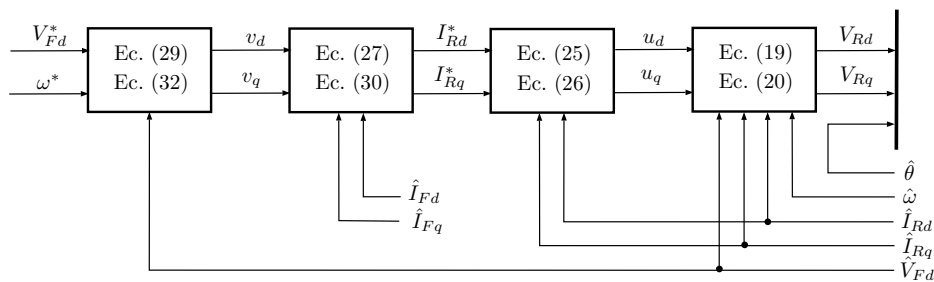


Figura 3: Esquema del control convencional.

propone definir la acción de control del control maestro de tensión como

$$I_{Rd}^* = \max\{-v_d + \hat{I}_{Fd}, I_{Rd,\max}\}, \quad (27)$$

donde se ha aplicado una saturación para evitar corrientes elevadas y se ha introducido la nueva acción de control virtual v_d . Si se asume que el control de corriente es suficientemente rápido (i.e., $I_{Rd} \approx I_{Rd}^*$) y que no se tiene error de medición, la ecuación de la dinámica de la tensión de la red marina es

$$\dot{V}_{Fd} = \frac{1}{C}v_d. \quad (28)$$

Teniendo en cuenta esta ecuación, se define un controlador de tipo PID como

$$v_d = PID(V_{Fd}^*, \hat{V}_{Fd}). \quad (29)$$

Para el control de la frecuencia ω , se tiene un sistema que depende de forma estática de la corriente controlada I_{Rq} así como de la corriente I_{Fd} , considerada una perturbación medible. Se propone definir la acción de control del control maestro de frecuencia como

$$I_{Rq}^* = \max\{-v_q + \hat{I}_{Fq}, I_{Rq,\max}\}, \quad (30)$$

donde se ha introducido la nueva acción de control virtual v_{Rq} . Bajo el supuesto $I_{Rq} \approx I_{Rq}^*$ y error de medición nulo, se tiene que la frecuencia viene dada por la ecuación estática

$$\omega = \frac{1}{V_{Fd}C}v_q. \quad (31)$$

Con esto, se plantea un control estático por inversión para conseguir la frecuencia deseada ω^* que viene dado por

$$v_q = \hat{V}_{Fd} \hat{C} \omega^*. \quad (32)$$

La Figura 3 resume el controlador convencional. Como se puede observar, el funcionamiento de este control convencional depende fuertemente de la bondad de las mediciones y de los parámetros disponibles para su correcto funcionamiento. Esta falta de robustez hace que sea necesaria la búsqueda de técnicas de control alternativas para poder dotar al parque eólico de mayores prestaciones que permitan llevar a cabo los requerimientos marcados por ENTSO-E.

3.2 Control convencional de potencia

La potencia eléctrica vertida a la red por cada turbina eólica, viene dada por

$$\begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \end{bmatrix} = V_{Fd} \begin{bmatrix} I_{id} \\ -I_{iq} \end{bmatrix}, \quad (33)$$

ya que, por definición se toma, $V_{Fq} = 0$. Así, para llevar a cabo el control de potencia se implementa un control de corriente como el explicado anteriormente sobre el modelo (5)-(6) y actuando sobre V_i , asumiendo como medibles la tensión del punto común V_{Fd} , la frecuencia ω y el ángulo θ . Esta medición se lleva a cabo junto al transformador del convertidor, con lo que se desprecia el efecto de los conductores que hay desde el transformador al PCC. Con estas mediciones, se calcula la referencia de corriente a seguir como

$$\begin{bmatrix} I_{id}^* \\ I_{iq}^* \end{bmatrix} = \hat{V}_{Fd}^{-1} \begin{bmatrix} P_i^* \\ -Q_i^* \end{bmatrix}. \quad (34)$$

3.3 Propuesta de control de la tensión de la red marina

En este trabajo, bajo la consideración de que no hay ninguna máquina rotativa cuyo giro sea quien proporciona la frecuencia de la red eléctrica, y bajo la consideración de que la red eléctrica sólo tiene conectados elementos de electrónica de potencia, se propone mantener fija la frecuencia en $\omega = \omega^* = 2\pi 50$ y no considerarla una variable como se viene haciendo tradicionalmente. De esta forma, el sistema (7)-(10) es lineal (con $\omega = \omega^*$ constante) y no se requiere que los ángulos de los convertidores tengan que depender de la medición de la tensión del punto común. Además, al tratarse de un sistema lineal, el diseño de los controladores es mucho más sencillo y su implementación no es tan dependiente del ruido de las señales medibles necesarias ni del error paramétrico para la linealización. Una vez fijada la frecuencia, se decide que el sistema de control incluya como referencia $V_{Fq}^* = 0$.

Al igual que en el control convencional, la idea es suponer el funcionamiento de la red en régimen

permanente. Como diferencia, el control propuesto mantiene fija la frecuencia a 50 Hz para todos los convertidores en lugar de considerarla como una variable y considerar la frecuencia como una variable en lugar de fijarla con $V_{Fq} = 0$. Esto lleva a una implementación directa de un control por realimentación del estado (sin necesidad de observador), para el que se le pueden pedir prestaciones mejores que las obtenibles con los controladores PI de la propuesta convencional.

Se plantea pues un control por realimentación del estado con integrador que tiene la forma:

$$e_{V_{Fd}} = \int (V_{Fd}^* - \hat{V}_{Fd}) dt, \quad (35)$$

$$e_{V_{Fq}} = \int (V_{Fq}^* - \hat{V}_{Fq}) dt, \quad (36)$$

$$\begin{bmatrix} V_{Rd} \\ V_{Rq} \end{bmatrix} = -K_{V_F} \begin{bmatrix} \hat{I}_{Rd} \\ \hat{I}_{Rq} \\ \hat{V}_{Fd} \\ \hat{V}_{Fq} \end{bmatrix} + K_{e_{V_F}} \begin{bmatrix} e_{V_{Fd}} \\ e_{V_{Fq}} \end{bmatrix}, \quad (37)$$

con el ángulo obtenido mediante $\theta = \int \omega^* dt$, y se esquematiza en la Figura 4. El controlador se implementa también con un mecanismo de saturación y antiwindup, de forma que cuando el módulo de la tensión $\sqrt{V_d^2 + V_q^2}$ satura, se dejan de integrar los términos de error acumulado e_d y e_q . El diseño de las ganancias de este controlador (K_{V_F} , $+K_{e_{V_F}}$) se puede realizar tanto por asignación de polos como por control óptimo LQR tras extender el modelo del sistema para incluir los integradores.

Con este control se pierde la capacidad de limitar las corrientes del convertidor que se tenía en el control convencional. Para solucionar este problema, se plantea un control de la corriente I_R con corrientes de referencia igual a las máximas permitidas. Finalmente, se aplica la acción de control que menor módulo tenga, es decir, se aplica un control por override para conseguir dicha limitación:

$$e_{I_{Rd}} = \int (I_{Rd, \max} - \hat{I}_{Rd}) dt, \quad (38)$$

$$e_{I_{Rq}} = \int (I_{Rq, \max} - \hat{I}_{Rq}) dt, \quad (39)$$

$$\begin{bmatrix} V_{Rd} \\ V_{Rq} \end{bmatrix} = -K_{I_R} \begin{bmatrix} \hat{I}_{Rd} \\ \hat{I}_{Rq} \\ \hat{V}_{Fd} \\ \hat{V}_{Fq} \end{bmatrix} + K_{e_{I_R}} \begin{bmatrix} e_{I_{Rd}} \\ e_{I_{Rq}} \end{bmatrix}, \quad (40)$$

$$\begin{bmatrix} V_{Rd} \\ V_{Rq} \end{bmatrix} = \arg_{V_R} \min\{\|(37)\|, \|(40)\|\}. \quad (41)$$

Este control permitiría a su vez que el rectificador funcionara, si así se deseara, como control de potencia de todo el parque.

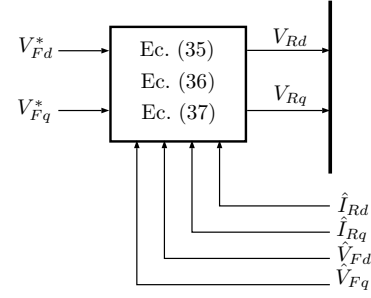


Figura 4: Esquema del control propuesto.

3.4 Propuesta de control de potencia

Para el control de potencia de los aerogeneradores, se utiliza la misma estrategia de alimentar los convertidores con una frecuencia fija $\omega = \omega^*$. Así, se tiene que el sistema (5)-(6) es lineal. Con esto, se implementa un control de corriente por realimentación del estado de forma similar al anterior, donde la tensión V_F se considera una perturbación. El control queda como

$$e_{id} = \int (I_{id}^* - \hat{I}_{id}) dt, \quad (42)$$

$$e_{iq} = \int (I_{iq}^* - \hat{I}_{iq}) dt, \quad (43)$$

$$\begin{bmatrix} V_{id} \\ V_{iq} \end{bmatrix} = -K_i \begin{bmatrix} \hat{I}_{id} \\ \hat{I}_{iq} \end{bmatrix} + K_{ie} \begin{bmatrix} e_{id} \\ e_{iq} \end{bmatrix}, \quad (44)$$

$$\theta = \int \omega^* dt. \quad (45)$$

Para obtener la corriente de referencia a partir de la potencia de referencia se necesita la medición de la tensión del punto común. Como se intenta evitar esta medición, se propone calcular la potencia de referencia utilizando la tensión aplicada V_i . La utilización de esta tensión puede llegar a inestabilizar el lazo dada la dependencia de la referencia a seguir de la propia acción de control que se está aplicando. Para evitar este, se pasa la tensión por un filtro paso bajo y el valor resultante se utiliza en el cálculo de las corrientes. Así, la dinámica del lazo de corriente y del cálculo de la corriente de referencia quedan parcialmente desacopladas. Mediante inversión de la ecuación (11) se tiene

$$\begin{bmatrix} I_{id}^* \\ I_{iq}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_{id} & \bar{V}_{iq} \\ \bar{V}_{iq} & -\bar{V}_{id} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_i^* \\ Q_i^* \end{bmatrix}, \quad (46)$$

con \bar{V}_{id} y \bar{V}_{iq} las tensiones filtradas.

4 CONCLUSION

En este trabajo, se ha planteado una estrategia alternativa de control de la red eléctrica AC de

parques eólicos marinos. En el control de ese tipo de sistemas, se tiene una variable de holgura que se debe fijar de forma independiente. A diferencia de los controles convencionales, que fijan la tensión reactiva en el punto de unión de los aerogeneradores a cero, el control propuesto fija la frecuencia de la red a un valor determinado. La alternativa convencional resulta en un sistema no lineal y, por ello, los controles convencionales se basan principalmente en linealizaciones y desacoplamientos por realimentación combinados con controladores PI. Con la propuesta de este trabajo, se consigue un sistema lineal que permite el diseño de controladores más avanzados y robustos a los errores de medición y de modelado. En este trabajo, se ha propuesto un control por realimentación del estado para el control de tensión de la red y otro para el control de la potencia vertida por los aerogeneradores. El trabajo futuro se centrará en probar el desempeño de estos controladores ante perturbaciones y colapsos de la red.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido financiado por la Universitat Jaume I de Castelló a través del proyecto con referencia P11B2015-42 2 por el Ministerio de Economía y Competitividad a través de los proyectos con referencia TEC2015-69155-R y DPI2014-53245-R. También se ha financiado a través de la ayuda predocctoral FPU14/01592 del MECED.

Referencias

- [1] Paul M Anderson and Aziz A Fouad. *Power system control and stability*. John Wiley & Sons, 2008.
- [2] European Wind Energy Association et al. *Wind energy-the facts: a guide to the technology, economics and future of wind power*. Routledge, 2012.
- [3] Enrique Belenguer, Ricardo Vidal, Héctor Beltrán, and Ramón Blasco-Gimenez. Analysis of control alternatives for offshore wind farms connected through a vsc-hvdc link. In *11th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems As Well As on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, 2012.
- [4] Mehmet Bilgili, Abdulkadir Yasar, and Erdogan Simsek. Offshore wind power development in europe and its comparison with onshore counterpart. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2):905–915, 2011.
- [5] Ramon Blasco-Gimenez, Salvador Anovillalba, Johel Rodriguez-D’Derlée, Soledad Bernal-Perez, and Francisco Morant. Diode-based hvdc link for the connection of large offshore wind farms. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(2):615–626, 2011.
- [6] D Das, J Pan, and S Bala. Hvdc light for large offshore wind farm integration. In *Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA), 2012 IEEE*, pages 1–7. IEEE, 2012.
- [7] Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, Janaka Ekanayake, Rosemary King, and Nicholas Jenkins. Topologies of multiterminal hvdc-vsc transmission for large offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, 81(2):271–281, 2011.
- [8] Shuhui Li, Timothy A Haskew, and Ling Xu. Control of hvdc light system using conventional and direct current vector control approaches. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 25(12):3106–3118, 2010.
- [9] SM Muyeen, Rion Takahashi, and Junji Tamura. Operation and control of hvdc-connected offshore wind farm. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1(1):30–37, 2010.
- [10] N Barberis Negra, Jovan Todorovic, and Thomas Ackermann. Loss evaluation of hvac and hvdc transmission solutions for large offshore wind farms. *Electric power systems research*, 76(11):916–927, 2006.
- [11] ENTSO-E Network. Code for requirements for grid connection applicable to all generators. *ENTSO-E: Brussels, Belgium*, 2012.
- [12] Dirk Van Hertem and Mehrdad Ghandhari. Multi-terminal vsc hvdc for the european supergrid: Obstacles. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(9):3156–3163, 2010.
- [13] Ricardo Vidal-Albalade, Hector Beltran, Alejandro Rolán, Enrique Belenguer, Rubén Peña, and Ramon Blasco-Gimenez. Analysis of the performance of mmc under fault conditions in hvdc-based offshore wind farms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(2):839–847, 2016.
- [14] Lidong Zhang, Lennart Harnefors, and Hans-Peter Nee. Modeling and control of vsc-hvdc links connected to island systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):783–793, 2011.