

Cambio del Control de la Potencia Activa en los Aerogeneradores de Velocidad Variable del Sistema Peninsular Español para Amortiguar Oscilaciones de Potencia

Gallardo C.* Rosales A.**

* Escuela Politécnica Nacional, Departamento de Energía Eléctrica, Quito, Ecuador (e-mail: ricardo.fonseca@epn.edu.ec; carlos.gallardo@epn.edu.ec)

** Escuela Politécnica Nacional, Departamento de Automatización y Control Industrial, Quito, Ecuador (e-mail: andres.rosales@epn.edu.ec)

Resumen: Este documento muestra un simple enfoque a la amortiguación de oscilaciones entre áreas usando un Estabilizador Eólico (WPSS) en aerogeneradores de velocidad variable. El control propuesto es evaluado mediante la realización de varias simulaciones en el Sistema Peninsular Español. La simulación representa un corto circuito trifásico y el sistema de control de la amortiguación es aplicado con distintas ganancias. La selección de la ganancia del amortiguador eólico de velocidad variable es realizada mediante una descomposición modal y la efectividad del método propuesto es demostrada para varias fallas.

Palabras clave: Linealización, modos críticos, estabilizador eólico, aerogeneradores de velocidad variable, oscilaciones entre áreas, factor de participación, descomposición modal.

Abstract: This paper shows a simple approach to damping inter-area oscillations using a Wind Power System Stabilizer (WPSS) for a variable speed wind power converter. The proposed control is evaluated performing several simulations on the Spanish Peninsular Power System. The simulation represents a three-phase short circuit, and the damping control system is applied with different gains. The selection of the variable-speed wind power converter's gain is carried out through modal decomposition and the effectiveness of the proposed approach is demonstrated for many faults.

Keywords: Linearization, critical modes, wind stabilizer, variable-wind speed generator, inter-area oscillations, participation factor, modal decomposition.

1. INTRODUCCIÓN

La integración a gran escala de energía eólica tiene un impacto significativo sobre la operación del sistema de potencia, principalmente su influencia en los niveles de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas [1].

Se ha demostrado que la generación eólica tiene impactos sobre los niveles de amortiguamiento del sistema, y la naturaleza de estos impactos depende de factores como la tecnología del aerogenerador utilizado, tal como: aerogeneradores de velocidad fija o variable, además de la configuración del sistema [2]. Estabilizadores de potencia (PSS) son todavía una de las soluciones más efectivas y económicas, capaz de proveer amortiguamiento adicional. Sin embargo, en un sistema con alta penetración eólica como es el caso del Sistema Peninsular Español, estos dispositivos pueden dejar de proveer el amortiguamiento adicional necesario. Estabilizadores eóli-

cos podrían ser utilizados para mejorar el amortiguamiento global del sistema.

El objetivo de este trabajo es analizar la contribución de los aerogeneradores de velocidad variable al problema de la estabilidad y sacar ventajas de las estrategias de control que emplean, además de la flexibilidad que proveen estas máquinas para implementar la amortiguación de las oscilaciones.

En este estudio se utiliza análisis modal para calcular los autovalores del sistema y descomposición modal para evaluar el efecto de los estabilizadores eólicos, extrayendo la componente fundamental de interés, usando el paquete computacional PSS/E.

2. SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL

El sistema simulado representa una situación punta de demanda en invierno del Sistema Eléctrico Peninsular, cor-

respondiente a una previsión para el año 2011. El caso incluye en la interconexión con Francia, además de las líneas de enlace actualmente existentes representadas en la Figura 1, una línea de doble circuito por Gerona que actualmente no está en operación. La importación inicial de potencia desde Francia asciende a 1500 MW. El flujo de potencia activa por la interconexión con Francia se obtiene a partir de la suma de los flujos por todas las líneas de enlace.

El modelo incluye en total 20000 MW eólicos instalados sujetos a un reparto homogéneo de viento, de manera que los parques generan un 80% de la potencia instalada. La adecuación técnica a la normativa de soporte de huecos asciende al 75% de los parques, lo cual quiere decir que el 25% restante de los parques se desconecta si la tensión desciende por debajo del 85% del valor nominal.



Figura 1: Interconexiones Francia-España.

3. DISEÑO DEL ESTABILIZADOR EÓLICO

El esquema de control propuesto está inspirado en los estabilizadores de potencia PSS (Power System Stabilizer) de los generadores síncronos convencionales. El objetivo de estos estabilizadores es añadir al par electromagnético del generador síncrono una componente en fase con la desviación de velocidad y de sentido opuesto a ella. Esta componente del par contribuye a atenuar las oscilaciones electromecánicas del sistema. Dadas las características constructivas de los generadores síncronos, y en particular su sistema de excitación, entre la consigna de tensión en el devanado de campo y el par electromagnético existen funciones de transferencia relativamente complejas y con constantes de tiempo que entran en el margen de actuación de los fenómenos electromecánicos, lo que complica el diseño del estabilizador de potencia y obliga a la sintonización del mismo a determinadas frecuencias a las que se producen las oscilaciones que más interesa amortiguar.

En el caso de las turbinas de velocidad variable, el mecanismo de control de par permite desacoplar la regulación de potencia eléctrica de la velocidad del rotor. Usualmente, la referencia de par es proporcionada por el lazo de control

de velocidad del aerogenerador y se utiliza para seguir el punto de operación al cual se obtiene la máxima potencia de viento, o para limitar la velocidad de las palas durante vientos fuertes. Por otro lado, el uso de convertidores electrónicos conmutados permite modificar el par electromagnético en un margen de tiempo corto en comparación con la escala temporal de los fenómenos electromecánicos. Ello es debido a las técnicas de modulación empleadas, que aplican frecuencias de conmutación del orden de miles de Herzios. Gracias a ello, el par electromagnético en un aerogenerador de velocidad variable típico puede seguir una variación de la consigna de referencia en menos de un ciclo (20 ms). Esto es válido tanto para aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados, donde el par electromagnético se controla a través de la componente i_{qr} de la corriente rotórica, impuesta por el convertidor del lado del rotor, como en generadores síncronos conectados a la red mediante convertidores en el estator [6]. Ambas circunstancias, el desacoplamiento entre par y velocidad por un lado y la rapidez del control del par por otro, permiten aplicar el concepto de estabilizador de potencia de una forma más directa.

El estabilizador eólico de sistemas eléctricos propuesto en este trabajo consiste en la adición a la potencia activa de referencia de una señal de control proporcional a la desviación de la frecuencia, tal como se muestra en la Figura 2.

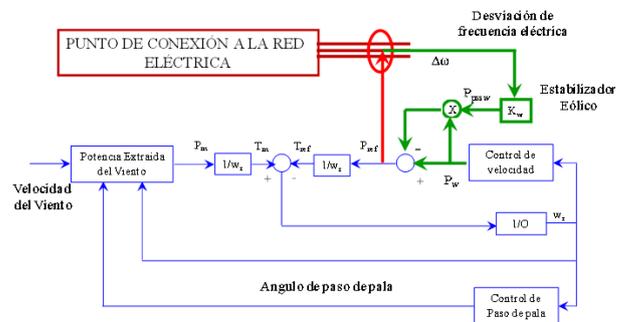


Figura 2: Modelo de Control del Aerogenerador.

La señal de control propuesta es:

$$P_{pssw} = -\Delta\omega k_w P_{pssw} \tag{1}$$

Donde k_w es la ganancia del lazo de control y $\Delta\omega$ es la desviación de frecuencia eléctrica respecto a la frecuencia de referencia, en por unidad. Cabe señalar que, la señal de entrada al estabilizador es la frecuencia eléctrica y no la mecánica, puesto que, al contrario que en los generadores síncronos, ambas están desacopladas. Como puede observarse, el control propuesto actúa sólo durante desviaciones de frecuencia producidas, por ejemplo, por oscilaciones electromecánicas transitorias. Durante la operación normal, cuando la desviación de frecuencia es cero, las señal

de control P_{pssw} también es cero. La potencia activa P_{ref} vertida por el generador a la red queda:

$$P_{ref} = P_w (1 - \Delta\omega k_w) \quad (2)$$

Donde P_w es la salida del regulador de velocidad. De esta forma cada parque participa en el control de potencia proporcionalmente a su producción: si la producción de un parque es baja porque recibe poco viento, también será menor su contribución al control de potencia. Como puede observarse, esta estrategia de control utiliza solo variables locales, por lo que no depende de ningún sistema de comunicación.

4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

A. Espacio de Estado

Para modelar el comportamiento de sistemas dinámicos [7], se utiliza un grupo de n ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden. Comúnmente estas ecuaciones tienen la forma:

$$\dot{x}_i = f(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

Donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas. Si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, la ecuación 3 puede ser reducida a:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (4)$$

Donde n es el orden del sistema, r es el número de entradas y , x , u y f denotan vectores de columna de la forma:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (5)$$

El vector de estado x contiene las variables de estado del sistema de potencia; el vector u contiene las entradas del sistema y \dot{x} contiene las derivadas de las variables de estado con respecto al tiempo. La ecuación que relaciona las salidas con las entradas y la variable de estado se puede escribir como:

$$y = g(x, u) \quad (6)$$

El concepto de estado puede ser ilustrado mediante la expresión de la ecuación de balanceo de un generador en torque por unidad como se muestra:

$$\frac{2Hd^2\delta}{\omega_o dt^2} = T_m - T_e - K_D \Delta\omega_r \quad (7)$$

Donde H es la inercia constante a la velocidad sincrónica, t es el tiempo, d es el ángulo del rotor, T_m y T_e son los torque mecánico y eléctrico por

unidad, respectivamente, K_D es el coeficiente de amortiguación en el rotor y $\Delta\omega_r$ es la desviación de velocidad por unidad. Ahora, expresando (7) como 2 ecuaciones diferenciales de primer orden tenemos:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D \Delta\omega_r) \quad (8)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \omega_o \Delta\omega_r \quad (9)$$

B. Linealización

Estabilidad en Pequeña Señal, es la capacidad del sistema para mantener sincronismo después de una pequeña perturbación. Una perturbación, se considera pequeña, si las ecuaciones que describen la respuesta dinámica del sistema pueden ser linealizadas [8].

Para el sistema de espacio de estados, la linealización de (4) y (6) alrededor del punto de operación x_o y u_o produce la linealización del sistema en espacio de estados dado por:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (10)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (11)$$

Donde Δx es el incremento del vector de estados n , Δy es el incremento del vector de salidas m , Δu es el incremento del vector de entradas r .

A es la matriz de estados $n \times n$, B es la matriz de entradas $n \times r$, C es la matriz de salidas $m \times n$, y D es la matriz de retroalimentación $m \times r$. Donde:

$\Delta x = x - x_o$, $\Delta y = y - y_o$ y $\Delta u = u - u_o$. Como ejemplo, (8) y (9) son linealizadas alrededor del punto de operación (δ_o, ω_o) , obteniéndose:

$$\frac{d}{dt} \Delta\omega_r = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - K_s \Delta\delta - K_D \Delta\omega_r) \quad (12)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta\delta = \omega_o \Delta\omega_r \quad (13)$$

Donde K_S es el coeficiente sincronizante.

C. Autovalores y Análisis de Estabilidad

Una vez que se obtiene el sistema en espacio de estados, en forma general dado por las ecuaciones (10) y (11), la estabilidad en pequeña señal del sistema puede ser calculada y analizada [9]. El análisis se lo realiza utilizando el método de diagrama de las raíces, con la ayuda del programa computacional PSS/E. Primero se calcula los autovalores λ_i de la matriz, estos autovalores son las soluciones no triviales de la ecuación:

$$A\Phi = \lambda\Phi \quad (14)$$

Donde Φ es un vector $n \times l$. Reordenando (14) para resolver para λ tenemos:

$$\text{Det}(A - \lambda I) = 0 \quad (15)$$

Las n soluciones de (15) son los valores propios $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ de la matriz A $n \times n$. Estos valores propios pueden ser reales o complejos de la forma $\sigma \pm j\omega$, si A es real, los valores propios complejos siempre aparecen en pares conjugados.

La estabilidad del punto de operación (δ_o, ω_o) , puede ser analizada mediante estudio de los valores propios. El punto de operación es estable si todos los valores propios se encuentran en el lado izquierdo del eje imaginario del plano complejo, en otro caso, es inestable, Figura 3. Si alguno de los valores propios aparece sobre o a la derecha de este eje, los modos correspondientes son inestables así como el sistema. Esta estabilidad se confirma mirando a las características dependientes del tiempo de los modos oscilatorios correspondientes a cada valor propio λ_i , dados por $e^{t\lambda_i}$. Esto último muestra que un valor propio real corresponde a un modo no oscilatorio. Si el valor propio es real negativo, el modo decae sobre el tiempo. La magnitud se relaciona con el tiempo de decaimiento: mientras más grande es la magnitud, más rápido decae. Si el valor propio real es positivo, se dice que el modo tiene una inestabilidad aperiódica.

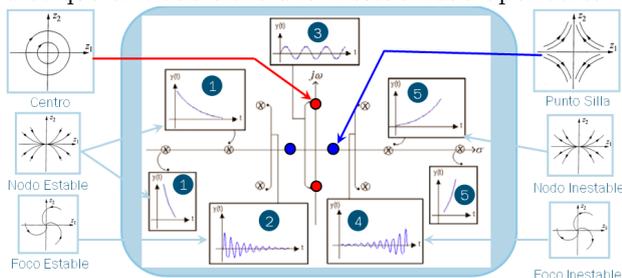


Figura 3: Valores Propios y Respuesta Asociada.

- Para $\omega = 0, \sigma < 0$ Respuesta unidireccional amortiguada
- Para $\omega \neq 0, \sigma < 0$ Respuesta oscilatoria amortiguada
- Para $\omega \neq 0, \omega = 0$ Respuesta oscilatoria de amplitud constante
- Para $\omega \neq 0, \sigma > 0$ Respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite
- Para $\omega = 0, \sigma > 0$ Respuesta unidireccional monótonamente creciente

Por otra parte, el par conjugado complejo $(\sigma \pm j\omega)$ de valores propios corresponden a un modo oscilatorio. Un par con un positivo representa un modo oscilatorio inestable ya que estos valores propios dan paso a una respuesta del sistema inestable con el tiempo. En contraste, un par con un σ negativo representa un modo oscilatorio deseable estable. Los valores propios asociados con un modo oscilatorio inestable o poco amortiguado son también conocidos como modos dominantes ya que su contribución domina la respuesta en el tiempo del sistema. Es algo

obvio que el estado deseado del sistema sea con todos los valores propios ubicados en el lado izquierdo del plano complejo.

Otra información que puede ser determinada a partir de los valores propios es la frecuencia oscilatoria y el factor de amortiguamiento. La frecuencia amortiguada de la oscilación en Hercios está dada por:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \tag{16}$$

Y el factor de amortiguamiento (o tasa de amortiguamiento) está dada por:

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \tag{17}$$

D. *Vectores propios y matrices modales*

Dado cualquier valor propio λ_i en el vector Φ_i de n columnas que satisface

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \tag{18}$$

Se lo conoce como el vector propio derecho de A asociado con el valor propio λ_i . Algo similar, el vector de n filas

$$\Psi_i A = \lambda_i\Psi_i \tag{19}$$

Es conocido como el vector propio izquierdo asociado con el valor propio λ_i .

Por conveniencia, aquí se asume que los vectores propios son normalizados de manera que:

Espacio

$$\Psi_i\Phi_i = 1 \tag{20}$$

Para continuar el análisis propio de la matriz A , se introducen las siguientes matrices modales:

$$\Phi = [\Phi_1 \ \Phi_2 \ \dots \ \Phi_n] \tag{21}$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \ \Psi_2^T \ \dots \ \Psi_n^T] \tag{22}$$

Λ Matriz diagonal con los valores propios como elementos de la diagonal. Las ecuaciones(18) y (20) se pueden escribir de la forma compacta como:

$$A\Phi = \Phi\Lambda \tag{23}$$

$$\Psi\Phi = 1, \text{ obteniendo } \Psi = \Phi^{-1} \tag{24}$$

Una vez que los modos oscilatorios han sido identificados y las matrices modales construidas, un análisis se realiza para encontrar los modos rotor-ángulo específicos. Estos modos proveen la mayor contribución a las oscilaciones de baja frecuencia. Los modos rotor-ángulo pueden ser identificados mediante el análisis de los vectores propios derecho e izquierdo en unión con los factores de participación.

E. *Factor de participación*

Propuesto originalmente en 8, una matriz llamada matriz de participación denotada por P, provee una medida de asociación entre las variables de estado y los modos de oscilación. Se define como:

$$p = [p_1 \ p_2 \ \dots \ p_n] \quad (25)$$

Con

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (26)$$

El elemento $p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ik}$ es conocido como el factor de participación y da una medida de la participación de la variable de estado kth en el modo ith y viceversa. El uso del factor de participación será presentado en el análisis del “perfil de oscilación” en el sistema de energía.

5. DESCOMPOSICIÓN MODAL

La idea principal detrás de la descomposición modal es que cualquier respuesta de un sistema lineal puede ser descompuesta en una sumatoria de términos como la siguiente:

$$\text{Output} = \sum (A_i e^{\sigma_i t}) + \sum (B_j e^{\sigma_j t} \cos(w_j t + \phi_j)) \quad (27)$$

Esto es, una sumatoria de términos sinusoidales exponenciales y amortiguados (o no amortiguados). Cada componente exponencial está asociado a un valor propio real iSimilarmente cada término sinusoidal está asociado con 2 valores propios complejos conjugados, de partes reales e imaginarias σ_j y $\pm w_j$ respectivamente.

La participación y la fase de cada término es dictada por sus respectivos coeficientes ϕ_j . Mientras más grande es un coeficiente A_i o B_j en relación a los de otros modos, más dominante es ese modo en particular. Mientras menos negativo (o más positivo) es el σ_j asociado o el exponente σ_j , será mayor la duración del modo en relación a otros modos mejor amortiguados. El orden de un sistema se define como la suma de los valores propios, reales y complejos, los cuales describen su respuesta.

La teoría de sistemas lineales indica que existen tantas raíces o valores propios como estados en el modelo dinámico. Para modelos dinámicos grandes, esto daría como resultado decenas de miles de términos en la ecuación (27). Sin embargo, la teoría también dice que debido a las cancelaciones polo-cero, solo unas cuantas raíces son excitadas por una perturbación particular, y aún menos son observables en alguna señal de salida particular. En otras palabras, para la mayoría de modos, A_i o B_j son ya sea cero o despreciable. Más allá, de los modos restantes,

muchos están bien amortiguados y se ajustan rápidamente. Como consecuencia, es común el observar bien esa situación en una simulación, solo unos cuantos modos subsisten, mostrando ya sea una sola oscilación ligeramente amortiguada (2 modos complejos conjugados), o en algunas instancias, 2 o más modos oscilatorios (indicado normalmente por la presencia de una pulsación).

Son esos pocos modos restantes los que estas técnicas de análisis pretenden capturar. Los factores asociados A_i y σ_i o B_j , σ_j , w_j y ϕ_j de estos modos, son los que estas técnicas producirán. 2 algoritmos alternativos se ofrecen en el programa; uno utilizando técnicas de análisis Prony, y el otro utilizando aproximaciones de mínimos cuadrados.

Las técnicas Prony han sido descritas en un número de publicaciones técnicas [6]. Se caracteriza por proveer un modelo exacto (excepto imprecisiones numéricas) de los resultados de la simulación bajo consideración. Sin embargo, esta precisión puede convertirse en un obstáculo cuando se analizan casos no lineales. Por ejemplo, considérese un caso con una sola oscilación ligeramente amortiguada cuya frecuencia varía ligeramente dentro de la ventana de tiempo de interés. Debido a que está diseñada para ajustar los resultados de la simulación perfectamente a un modelo lineal, las técnicas de Prony, recorrerán largas longitudes para derivar modos de frecuencias similares, algunos de ellos dominando la parte inicial de la ventana de tiempo, mientras que los otros dominan la parte final de la ventana de tiempo. El resultado de casos como esos puede ser confuso y puede requerir de un significativo criterio en su interpretación.

En el caso de que el análisis de Prony falle en entregar el resultado esperado, las técnicas de mínimos cuadrados son una alternativa atractiva. Bajo el modo de operación de mínimos cuadrados, el analista normalmente elegirá un modelo con un relativamente bajo orden de n para describir al sistema. El sistema después se “inicializa” ajustando exactamente los primeros 2n puntos a la ventana de tiempo seleccionada. Siguiendo a la inicialización, analiza la información restante ajustando recursivamente el modelo inicial hasta entregar una aproximación de mínimos cuadrados de orden n de la ventana de tiempo de interés. El tiempo de ejecución puede ser significativamente más largo que el de las técnicas Prony, Particularmente cuando se requieren modelos de alto orden y/o cuando un gran número de pasos de tiempo son seleccionados.

Se dan 2 opciones bajo el análisis de mínimos cuadrados. En una opción solo los valores propios se determinan con mínimos cuadrados, mientras que los vectores propios son calculados mediante el análisis de Prony para ajustar los puntos 2n iniciales. Esta opción es la más rápida de las 2 y va a entregar cálculos de vectores propios más exactos al tiempo inicial. Bajo la segunda opción de mínimos cuadrados, ambos, valores propios y vectores propios se

calculan con mínimos cuadrados. Esta opción consume más tiempo pero entregará un mejor ajuste a lo largo de la ventana de tiempo de interés. Sin importar la técnica que se emplee se proveen dos índices y técnicas gráficas para evaluar la adecuación del modelo. Se tiene dos índices:

Error porcentual: calculado como la proporción (multiplicada por 100), a través de la ventana de tiempo, de la sumatoria de los valores absolutos de las diferencias entre la información actual y el primer punto actual. En otras palabras, es el valor absoluto del error, en porcentaje de la desviación promedio relativa al primer punto de información.

Proporción de señal/ruido: el cuadrado de las diferencias entre la información actual y el primer punto de información (señal) y entre el modelo y la información actual (ruido) se suman a lo largo de la ventana de tiempo. La raíz cuadrada de la proporción se calcula y se expresa en decibeles (20 veces el logaritmo decimal).

6. APLICACIÓN DEL ESTABILIZADOR EÓLICO AL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL

Sobre este caso base de la Figura 4, y sin aplicar aún el sistema de control propuesto, se simulan un conjunto de perturbaciones significativas seleccionadas por Red Eléctrica de España. En cada caso se ha determinado el número de parques desconectados por la actuación de sus correspondientes protecciones. A la vista de los datos obtenidos, han sido seleccionadas tres perturbaciones para su análisis en profundidad en relación con el esquema de control propuesto, que corresponden a dos cortocircuitos especialmente severos y a una pérdida de generación.

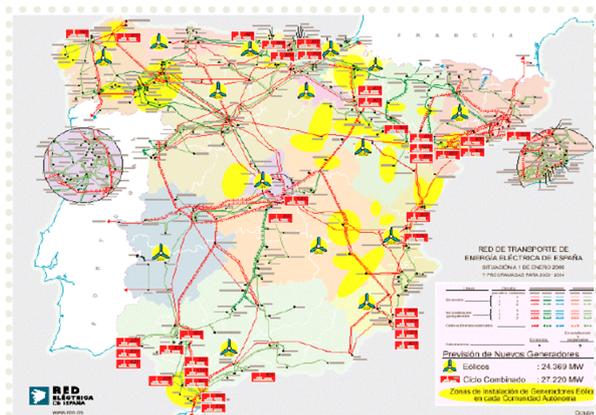


Figura 4: Sistema Peninsular Español.

Las tres perturbaciones analizadas son dos cortocircuitos trifásicos francos en nudos de 400 kV, uno en una zona céntrica de la red y otro en levante, y una pérdida importante de generación en la zona noroeste peninsular.

El estabilizador eólico descrito en este trabajo, se aplica a un modelo dinámico del Sistema Eléctrico Peninsular Español proporcionado por el operador del sistema Español

Red Eléctrica de España, con el fin de evaluar su efecto sobre las oscilaciones de potencia eléctrica a través de la interconexión con Francia.

A. *Caso 1: Cortocircuito en Levante* El cortocircuito se produce en el nudo de 400 kV, y provoca la pérdida inmediata de 577 MW de producción en una central convencional así como la desconexión de 20 parques eólicos por la actuación de su protección de mínima tensión. La Figura 5 presenta la potencia eólica acumulada por zona.

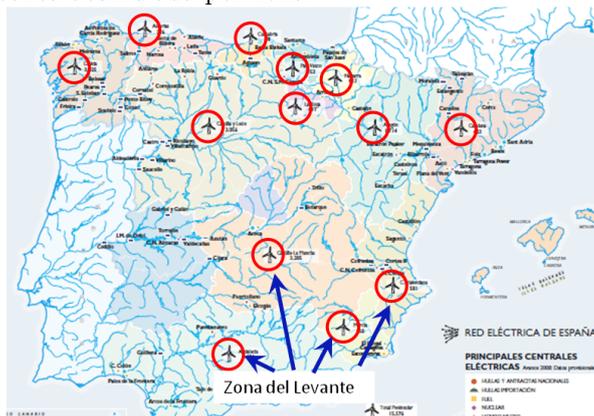


Figura 5: Potencia Eólica Acumulada por Zona, Zona de Levante.

Las siguientes Figuras 6, 7, y 8 muestran el flujo de potencia activa a través de la interconexión Francia-España al producirse el cortocircuito. Las figuras corresponden a ganancias del estabilizador 0, 8 y 32 respectivamente.

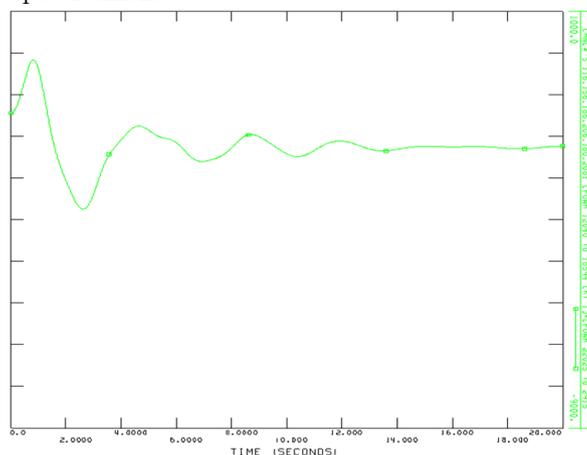


Figura 6: Cortocircuito en Levante, Flujo de Potencia España-Francia, Sin Estabilizador.

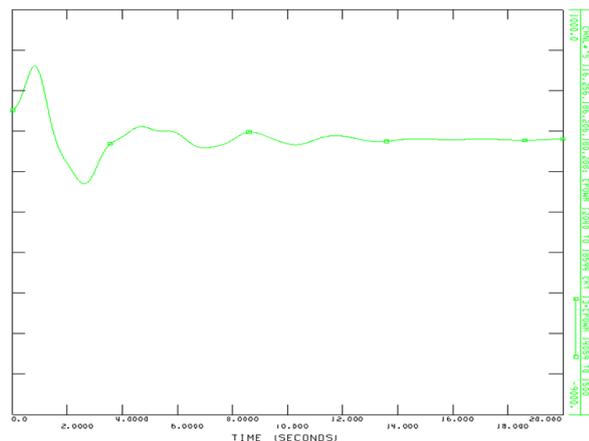


Figura 7: Cortocircuito en Levante, Flujo de Potencia España-Francia, Ganancia 8.

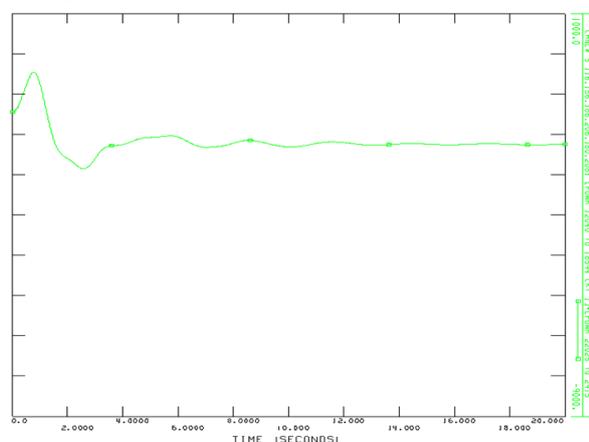


Figura 8: Cortocircuito en Levante, Flujo de Potencia España-Francia, Ganancia 32.

Como puede observarse, los parques eólicos de velocidad variable contribuyen a amortiguar las oscilaciones electromecánicas a través de la frontera franco-española entre el Sistema Eléctrico Peninsular y el resto de la red de la UCTE. La acción amortiguadora de los parques aumenta con la ganancia aplicada, y por tanto es máxima el caso de la ganancia $K=32$. Para evaluar en qué medida esta acción controladora afecta a la producción de los parques, la Figura 9 muestra la producción de 5 parques eólicos correspondientes a cada una de las cinco zonas del Sistema Eléctrico Peninsular al aplicarse la ganancia $K=32$.

Como puede apreciarse, la variación de la producción es pequeña. Únicamente desciende significativamente en algún parque durante el fallo, pero esto es debido a la caída de tensión y a la limitación de corriente en los convertidores, factores ajenos al sistema de control propuesto. Conviene señalar que, a la vista de esta figura, los aerogeneradores tienden a producir menos, y por tanto a acelerarse, durante el fallo. El pequeño exceso de energía cinética ganado en este momento puede ser suficiente para permitir ejercer el control de potencia sin necesidad de sistemas de

almacenamiento de energía y sin reserva de energía eólica.

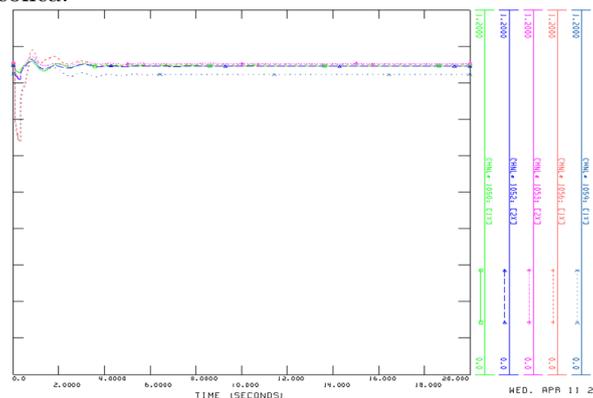


Figura 9: Cortocircuito en Levante, Producción de 5 Parques Eólicos, Ganancia 32.

Descomposición Modal El intervalo de tiempo utilizado para la descomposición modal es [2,18] segundos. La Figura 10 y la Tabla 1 muestran el amortiguamiento de la componente fundamental de la oscilación de potencia activa entre España y Francia en relación con la ganancia del estabilizador eólico. Como puede observarse, el amortiguamiento mejora significativamente a causa del efecto estabilizador de los parques eólicos.

Tabla 1: Falta en Levante, Componente Fundamental.

Ganancia	Tf(s)	Tf(s)	Skip	Error (%)	Frec (Hz)	Sigma	Omega	Amortiguamiento
0	2	18	8	0,145	0,263	-0,237	1,652	0,142
8	2	18	8	0,105	0,265	-0,305	1,662	0,180
32	2	18	8	0,576	0,284	-0,496	1,782	0,268

FALTA EN LEVANTE
Interconexión Francia-España

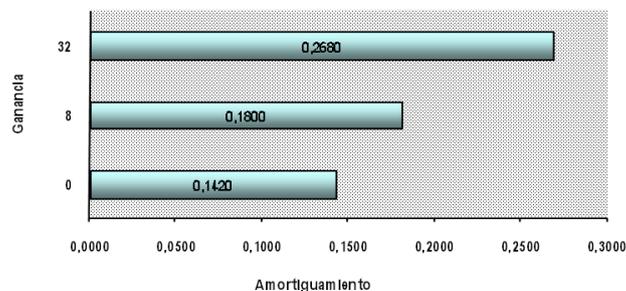


Figura 10: Falta en Levante, Componente Fundamental (0.26 Hz).

B. Caso 2: Cortocircuito en la Zona Central

La segunda perturbación estudiada ha sido elegida por su situación y porque provoca la pérdida de un número elevado de parques eólicos, lo que puede limitar la acción amortiguadora de los parques sobre las oscilaciones electromecánicas.

El cortocircuito se produce en un nudo de 400 kV de la zona central como muestra la Figura 11 y provoca la pérdida inmediata de 1119 MW de producción convencional más la desconexión de 45 parques eólicos por la actuación de sus protecciones de mínima tensión.

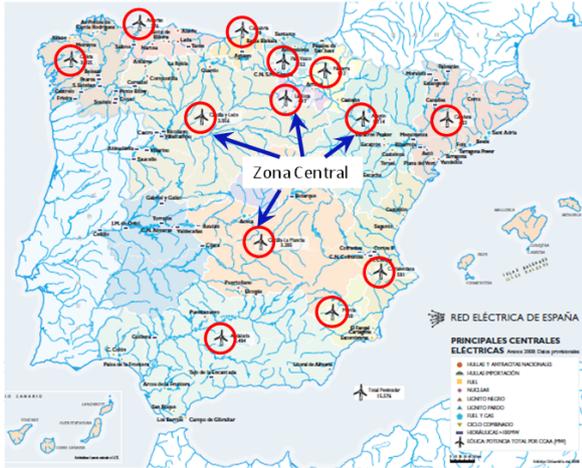


Figura 11: Potencia Eólica Acumulada por Zona, Zona Central.

Tabla 2: Falla en la Zona Central, Componente Fundamental.

Ganancia	Ti(s)	Tf(s)	Skip	Error (%)	Frec (Hz)	Sigma	Omega	Amortiguamiento
0	2	18	8	0,06	0,264	-0,249	1,659	0,148
8	2	18	8	0,14	0,263	-0,309	1,650	0,184
32	2	18	8	0,14	0,220	-0,659	1,381	0,431

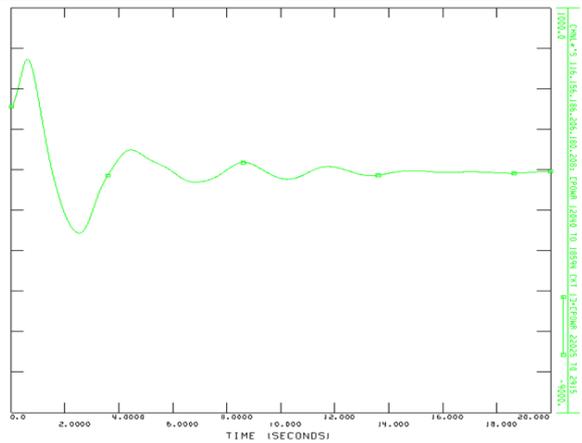


Figura 12: Cortocircuito Zona Central, Flujo de Potencia España-Francia, Sin Estabilizador.

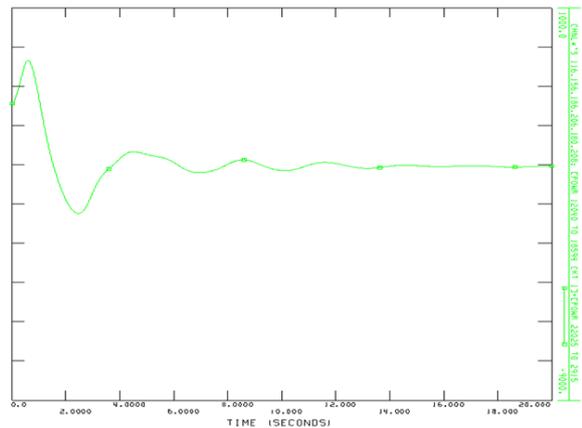


Figura 13: Cortocircuito Zona Central, Flujo de Potencia España-Francia, Ganancia 8.

La Tabla 2 y las Figuras 12 a la 14 representan las mismas variables que en la sección anterior. De nuevo puede observarse el efecto amortiguador del sistema de control, así como la variación de la producción

de los parques eólicos. Las figuras corresponden a ganancias del estabilizador 0, 8 y 32 respectivamente.

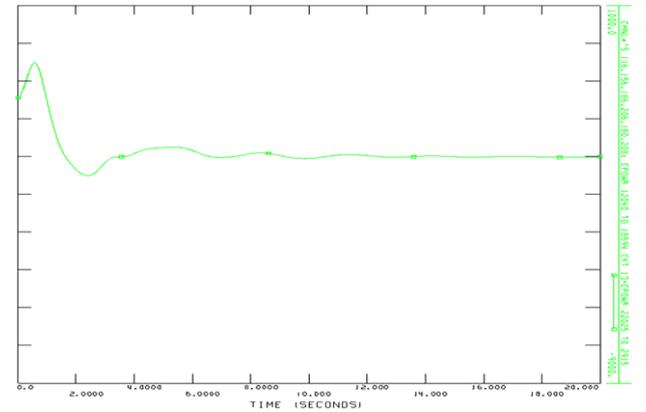


Figura 14: Cortocircuito Zona Central, Flujo de Potencia España-Francia, Ganancia 32.

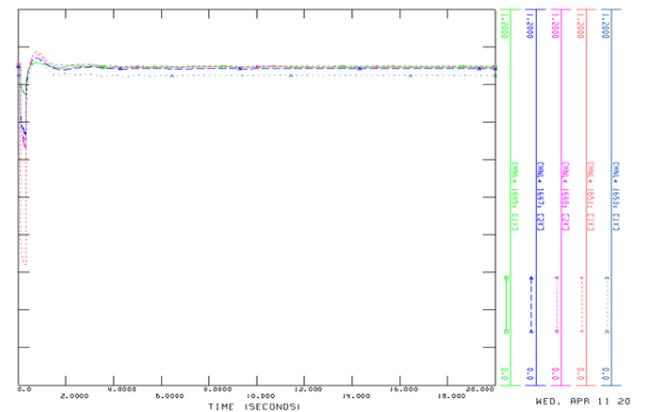


Figura 15: Cortocircuito en la Zona Central, Producción de 5 Parques Eólicos, Ganancia 32.

Descomposición Modal

El intervalo de tiempo utilizado para la descomposición modal es [2,18] segundos. La Figura 16 muestra el amortiguamiento de la componente fundamental de la oscilación de potencia activa entre España y Francia en relación con la ganancia del estabilizador. De nuevo puede observarse que el amortiguamiento mejora significativamente a causa del efecto estabilizador de los parques eólicos.

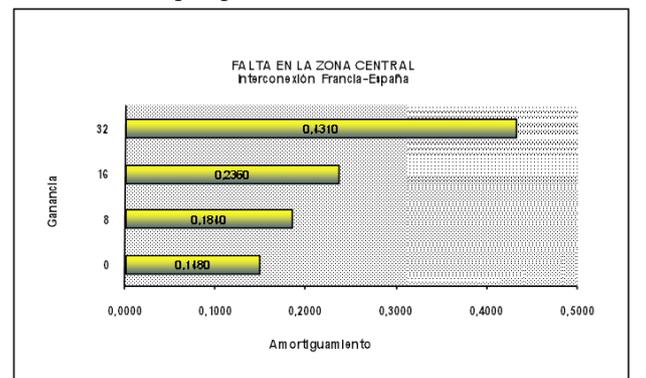


Figura 16: Falla en la Zona Central, Componente Fundamental (0.26 Hz).

C. Caso 3: Pérdida de Generación

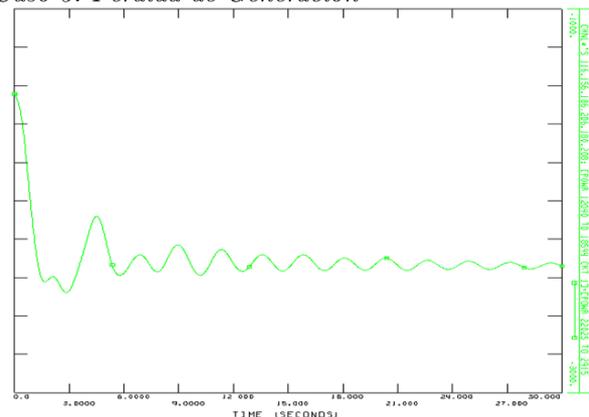


Figura 17: Pérdida de Generación, Flujo de Potencia España-Francia, Sin Estabilizador.

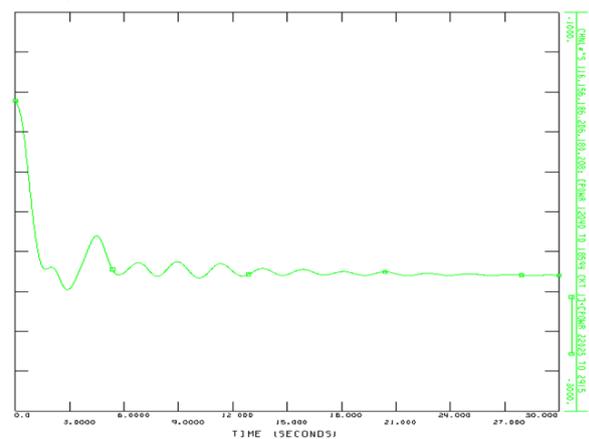


Figura 18: Pérdida de Generación, Flujo de Potencia España-Francia, Ganancia 10.

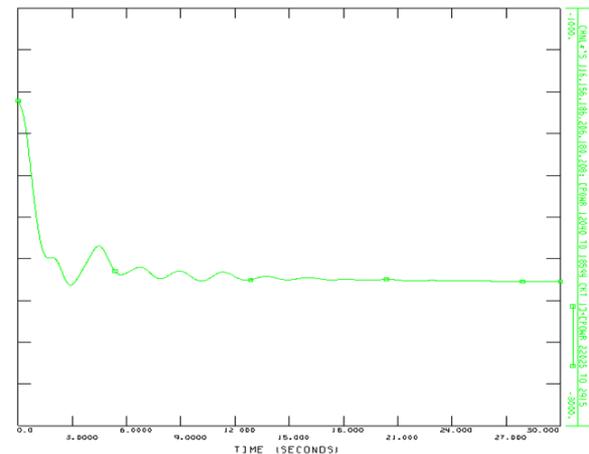


Figura 19: Pérdida de Generación, Flujo de Potencia España-Francia, Ganancia 20.

El tercer caso analizado consiste en la pérdida de 1083 MW de generación convencional en la zona noroeste de la Península. La zona donde se produce la pérdida está relativamente lejos de la interconexión con Francia, por lo que es de esperar que el flujo a través de la misma no esté muy influido por modos de oscilación locales. Las siguientes Figuras 17 a la 19 representan las mismas variables que en las partes

anteriores. De nuevo puede observarse el efecto amortiguador del sistema de control, así como la variación de la producción de los parques eólicos. Las figuras corresponden a ganancias del estabilizador 0, 10 y 20 respectivamente.

Las Figuras 20 y 21 muestran la potencia de salida de varios parques eólicos situados en las zonas noroeste, norte, este, centro y sur. Puede comprobarse que la variación de potencia provocada por el lazo de control de estabilización de potencia es muy pequeña.

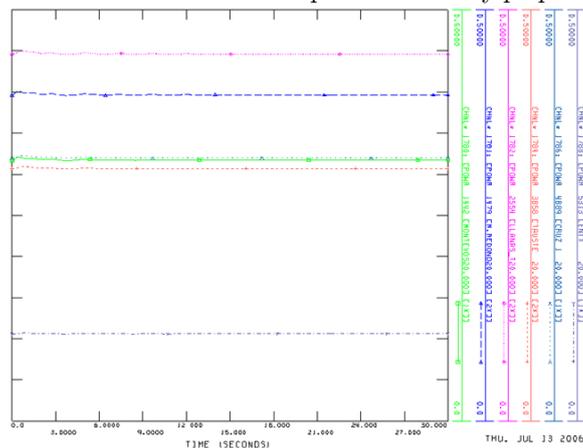


Figura 20: Pérdida de Generación, Producción de Parques Eólicos, Ganancia 10.

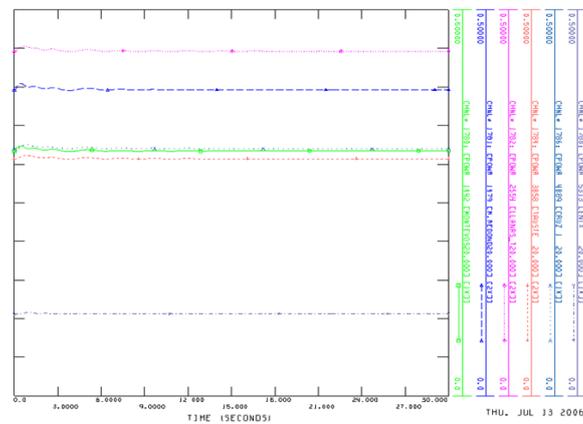


Figura 21: Pérdida de Generación, Producción de Parques Eólicos, Ganancia 20.

Descomposición Modal

El intervalo de tiempo utilizado para la descomposición modal es [2,18] segundos. En este caso, la descomposición modal del flujo de potencia Francia-España presenta dos componentes fundamentales cuyo amortiguamiento se representa en las figuras 22 y 23. Las dos frecuencias corresponden a los modos de oscilación España-Francia (aproximadamente 0.44 Hz) y España-Magreb (aproximadamente 0.25 Hz).

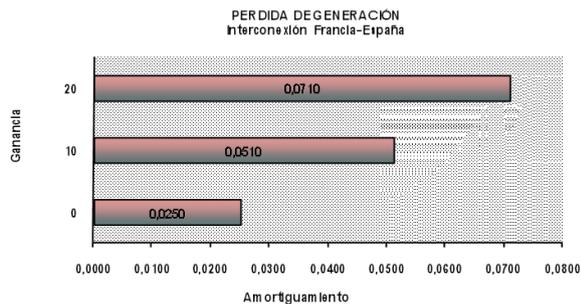


Figura 22: Pérdida de Generación, Componente 1 (0.44 Hz).

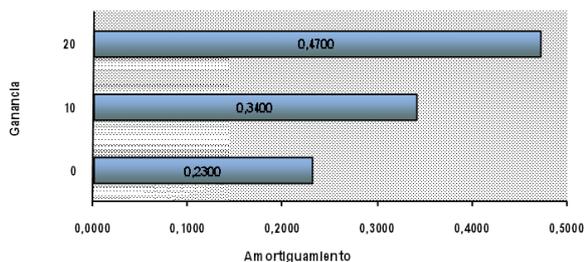


Figura 23: Pérdida de Generación, Componente 2 (0.25 Hz).

7. CONCLUSIONES

Ha sido propuesto un lazo de control, a aplicar en los parques eólicos de velocidad variable, capaz de amortiguar las oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos, especialmente las oscilaciones entre áreas. El sistema propuesto aprovecha la velocidad del control de par en este tipo de aerogeneradores para aplicar un par de sentido opuesto a la desviación de velocidad.

La viabilidad de este sistema de control ha sido discutida desde el punto de vista del funcionamiento del aerogenerador y desde el punto de vista de su interacción con la red. No se ha encontrado ninguna razón tecnológica de peso que se oponga a la implantación del mismo.

El ensayo sobre el Sistema Eléctrico Peninsular ha permitido evaluar el efecto sobre las oscilaciones de potencia en la interconexión con Francia, después de una perturbación severa. La descomposición modal de estas oscilaciones permite observar un aumento significativo del amortiguamiento de las mismas gracias al estabilizador eólico.

REFERENCIAS

- [1] P.M. Anderson, A.A. Fouad, Power System Control and Stability, Iowa State University Press, Ames Iowa, 1977.
- [2] IEEE Power Engineering Society System Oscillations working group, inter-area Oscillations in Power Systems, IEEE Publication 95 TP 101, October 1994.
- [3] P.M. Anderson, A.A. Fouad, Power System Control and Stability, Iowa State University Press, Ames Iowa, 1977.
- [4] P.W. Sauer, M.A. Pai, Power System Dynamics and Stability, Prentice-Hall, Englewood Cliffs NJ, 1988.
- [5] J.G. Sloopweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder, W.L. Kling, Aggregated modelling of wind parks with variable-speed wind turbines in power system dynamic simulations, 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, 24-28 June 2002.
- [6] LEDESMA, P.; CARLOS FABIAN GALLARDO QUINGATUÑA, Voltage dip model in PSS/E, 5th WSEAS/IASME International Conference on Electrical Power Systems, High Voltages and Electric Machines, SANTA CRUZ DE TENERIFE, ESPAÑA 2005.
- [7] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, NY, 1993.
- [8] IEEE Power Engineering Society Systems oscillations working group, Inter-area Oscillations in Power Systems, IEEE Publication 95TP 101, October 1994.
- [9] I.J. Perez-Arriaga, G.C Verghese and F.C. Schweppe, Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part I and II, IEEE transactions on power Apparatus and Systems, vol. PAS 101, no 9, 1982, pp. 3117-3134.
- [10] IEEE Power System engineering committees Eigenanalysis and frequency domain methods for system dynamic performance, IEEE Publication 90TH0292-3-PWR, 1989.
- [11] K. Kim, H. Schattler, V. Venkatasubramanian, J. Zaborsky, P. Hirsch, Methods for calculating Oscillations in large power systems, IEEE Transactions on power systems, vol 12, no4, November 1997, pp. 1639-1648.