

Análisis de Estabilidad Angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Alta Penetración Eólica.

Gallardo C.; Andagoya D.

*Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Quito, Ecuador (e-mail: carlos.gallardo@epn.edu.ec; dnl_a21@hotmail.com)

Resumen: La penetración de la generación eólica en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano determinada en el estudio “Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, modifica el punto de operación del sistema. En el presente estudio se realiza el análisis dinámico de la operación del sistema con la incorporación de los parques eólicos previamente establecidos. El estudio presenta los resultados del análisis dinámico del sistema evaluando principalmente la estabilidad del sistema tanto para pequeña señal como para estabilidad transitoria antes y después de la incorporación de los parques eólicos. Para este análisis se utiliza un modelo dinámico del aerogenerador GW 1.5MW de la compañía GOLDWIND de China.

Palabras clave: Parque Eólico, Estabilidad en Pequeña Señal, Análisis Modal, Estabilidad Transitoria. .

Abstract: The penetration of the Ecuadorian Electric System of wind generation determined in the study Maximum Capacity of Wind Power Generation to be installed in the Ecuadorian Electric System modifies the system operating point. In this study is done dynamic analysis of the operation of the system with the incorporation of previously established wind farms. The study presents the results of dynamic analysis of the system by evaluating the stability of the system for small signal and transient stability before and after incorporation of wind farms. For this analysis, a GW 1.5MW dynamic model was used, from GOLDWIND wind manufacturer..

Keywords: Wind Farm, Small Signal Stability, Modal Analysis, Transient Stability

1. INTRODUCCION

Con la determinación de la potencia eólica a ser instalada en el sistema eléctrico ecuatoriano [1] y su posterior ingreso al sistema se procede con el análisis operativo del sistema en estado dinámico, para de esta manera poder evaluar el impacto que tiene este tipo de generación en la operación del sistema.

La respuesta dinámica del sistema depende del tipo de aerogenerador utilizado en los parques eólicos así como de diversos parámetros de la red como características de la carga, características de la generación convencional, topología del sistema, niveles de voltaje, etc. [2].

La respuesta dinámica del sistema con generación eólica difiere del sistema con generación convencional debido a que son tecnologías totalmente diferentes, aun cuando su función podría ser la misma. Por estas razones es necesario realizar un estudio detallado de la respuesta dinámica del sistema mediante herramientas de simulación adecuadas que permitan evaluar el comportamiento global del sistema cuando este sufre una perturbación

En el caso ecuatoriano al no tener antecedentes con este tipo de generación, es necesario el análisis en todos los escenarios

posibles de manera de poder observar el comportamiento del sistema con la variación de diversos parámetros del mismo.

El estudio toma en consideración los lineamientos necesarios para evaluar la respuesta dinámica del sistema con el ingreso de los parques eólicos tanto en mínima, media y máxima demanda, considerando los despachos económicos realizados en el año 2013.

El estudio parte de los valores de generación eólica determinados en el estudio “Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano”. Con estos valores de potencia se procede con el análisis dinámico del sistema siguiendo los lineamientos establecidos para la realización de este tipo de estudios.

2. ESTABILIDAD DE ÁNGULO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

La estabilidad de ángulo es la capacidad del sistema para mantener el sincronismo de las máquinas del sistema luego de haber estado sometido a una perturbación [3] [4].

2.1 Estabilidad de ángulo de pequeña señal (perturbación pequeña) [3] [4] [5].

En este tipo de estabilidad se estudia la capacidad del sistema de mantener su sincronismo cuando este ha sufrido una pequeña perturbación. Una perturbación se la considera pequeña cuando es posible la linealización de las ecuaciones analíticas que describen el comportamiento dinámico de los fenómenos provocados por esta perturbación.

2.1.1 Modelo de Espacio de Estados

El comportamiento dinámico de un sistema eléctrico puede estudiarse mediante un conjunto de ecuaciones no lineales ordinarias de primer orden que tienen la siguiente forma.

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

Donde, n es el orden del sistema, r el número de entradas, x el vector columna de las variables de estado, u el vector columna de las entradas del sistema, el tiempo denota como t , y la derivada de una variable de estado con respecto al tiempo es denotado como \dot{x} .

De mejor manera, se puede simplificar esto en la siguiente ecuación:

$$\dot{x} = r(x, u) \tag{2}$$

x , u y f expresan los vectores columna de la forma:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ u_r \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ f_n \end{bmatrix} \tag{3}$$

Una variable de estado puede ser una cantidad física como: ángulo, velocidad, voltaje; o a su vez puede ser una variable matemática asociada con las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico del sistema.

Un estado de un sistema representa la mínima cantidad de información de un sistema en un determinado instante de tiempo que se necesita para determinar el comportamiento de este sistema en un tiempo futuro.

El vector x contiene las variables de estado del sistema eléctrico, el vector u contiene las entradas del sistema y $\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n$ incluye las derivadas de las variables de estado con respecto al tiempo. Por otro lado, la ecuación que relaciona las entradas, salidas y variables de estado se puede escribir como:

$$y = g(x, u) \tag{4}$$

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:

$$\frac{2Hd^2\delta}{\omega_0 dt^2} = T_m - T_e - K_D \Delta\omega_r \tag{5}$$

Donde H es la inercia constante a la velocidad sincrónica, t es el tiempo, δ es el ángulo del rotor, T_m y T_e son los torques 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 (5) como 2 ecuaciones diferenciales de primer orden tenemos:

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

$$\frac{d\omega}{dt} = \omega_0 \Delta\omega_r \tag{9}$$

2.1.2. Linealización del problema.

Una perturbación se la puede considerar de pequeña señal, cuando se pueden linealizar las ecuaciones dinámicas que describen el funcionamiento del sistema.

Las formas linealizadas de la ecuación (1) y (2) son:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \tag{10}$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \tag{11}$$

Donde $\Delta\dot{x}$ representa la variación del vector de estados, Δy es la variación del vector de salidas, Δu es la variación del vector de entradas, A es la matriz de estados $n \times n$, B es la matriz de entrada $n \times r$, C es la matriz de salida $m \times n$ y D es la matriz de transmisión directa $m \times r$. Dónde:

$$\Delta x = x - x_0, \quad \Delta y = y - y_0 \quad \text{y} \quad \Delta u = u - u_0.$$

2.1.3. Análisis de autovalores y estabilidad.

Una vez definido el espacio de estado para un sistema eléctrico de manera general, representado en las ecuaciones (10) y (11), se puede realizar el análisis en pequeña señal del sistema.

Los valores propios de la matriz A se los puede calcular como:

$$Det(A - \lambda I) = 0 \tag{12}$$

Las n soluciones de la ecuación (12) son los autovalores ($\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n$) de la matriz A $n \times n$. Los autovalores pueden ser reales o complejos y tienen la forma $\lambda = \sigma \pm j\omega$.

En la Fig. 2.1, se presentan los autovalores en el plano complejo y su respuesta asociada.

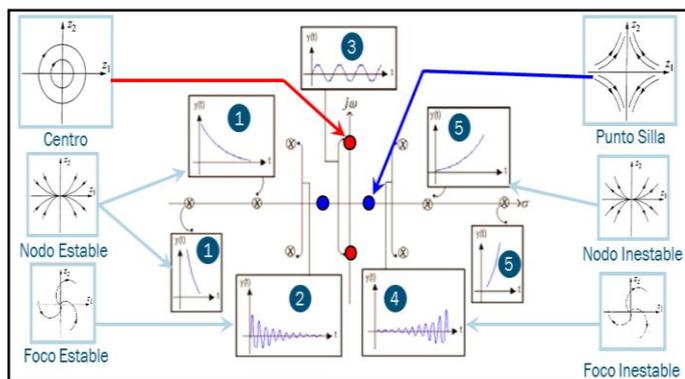


Figura 2.1 Autovalores y respuesta asociada.

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

La frecuencia en Hz es:

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

y el factor de amortiguamiento:

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

Vectores propios y matrices modales

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

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \tag{15}$$

Se conoce como el autovector derecho de A, asociado con el autovalor λ_i . Por conveniencia, se asume que los autovectores son normalizados. De esta manera se tiene que:

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \tag{16}$$

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:

$$\Psi_i \Phi_i = 1 \tag{17}$$

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

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \dots \Phi_n] \tag{18}$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \quad \Psi_2^T \quad \dots \quad \Psi_n^T] \tag{19}$$

Λ Matriz diagonal con los valores propios como elementos de la diagonal. Las ecuaciones (15) y (17) se pueden escribir de la forma compacta como:

$$A\Phi = \Phi\Lambda \tag{20}$$

$$\Psi\Phi = 1, \text{ produciendo } \Psi = \Phi^{-1} \tag{21}$$

Factor de participación

La llamada matriz de participación, denotada por P, que provee una medida de contribución entre las variables de estado y los modos de oscilación, se puede definir como:

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \dots \quad p_n] \tag{22}$$

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

(13) El elemento $p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ki}$ se conoce como factor de participación, y da la medida de participación de la variable de estado k-ésima en el modo i-ésimo.

2.2 Estabilidad transitoria (perturbación grande) [3] [6].

La estabilidad transitoria está relacionada con la capacidad de un sistema de potencia de mantener el sincronismo luego de ser afectado por una perturbación severa, como un cambio grande en la demanda, pérdida de generación o una falla en algún elemento del sistema de transmisión o de transformación.

2.2.1. Ecuación de Oscilación.

La ecuación que describe el movimiento del rotor de una maquina sincrónica relaciona el torque inercial con los torques eléctricos y mecánicos. Esta ecuación se puede escribir como:

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \tag{24}$$

Dónde:

J= es el momento de inercia del rotor en [kg·m²]

θ_m = desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario, en radianes mecánicos [rad]

t= tiempo en segundos [s]

T_a= torque de aceleración total

T_m= torque mecánico suministrado por la fuente de energía mecánica menos el torque de retardo debido a las pérdidas rotacionales en [N·m]

T_e= torque electromagnético o eléctrico total, en [N·m]

La constante H es un parámetro suministrado por las máquinas para estudios de estabilidad. Esta constante se encuentra relacionada con la inercia, y se define como:

$$H = \frac{\text{Energía Cinética almacenada en megajoules a velocidades sincrónica}}{\text{Capacidad de la máquina en MVA}}$$

Desarrollando la ecuación (24), finalmente se obtiene:

$$\frac{2Hd^2\delta}{\omega_0 dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ por unidad} \tag{25}$$

La ecuación (25) es la llamada ecuación de oscilación de la máquina y es la que gobierna la dinámica rotacional de la máquina sincrónica en los estudios de estabilidad. Se puede ver que esta ecuación es diferenciable de segundo orden y se puede escribir como dos ecuaciones de primer orden:

$$\frac{2Hd\omega}{\omega_s dt} = P_m - P_e \text{ por unidad} \tag{26}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \tag{27}$$

2.2.2. Relación entre Potencia y Ángulo.

La relación entre la potencia y ángulo es altamente no lineal. Esta es una de las características más importantes para la realización de estudios dinámicos de estabilidad.

La Fig. 2.2 presenta un sistema formado por dos máquinas interconectadas por medio de una línea de transmisión, este es un sistema básico que nos servirán para estudiar la relación potencia ángulo.

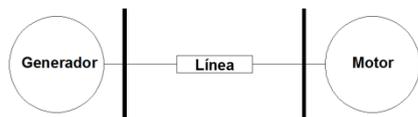


Figura 2.2 Diagrama unifilar de un sistema de potencia simple

La potencia suministrada por el generador y que alimenta al motor está en función de la separación angular δ entre los rotores de ambas máquinas.

En la Fig. 2.3 se muestra el circuito equivalente del sistema de la Fig.2.2,

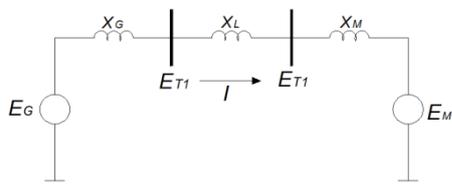


Figura 2.3 Diagrama unifilar de un sistema de potencia simple

La potencia por fase transferida desde el generador al motor (P) viene dada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \tag{28}$$

Dónde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M \tag{29}$$

En el Fig. 2.4 se muestra la relación potencia-ángulo que viene de la ecuación (28).

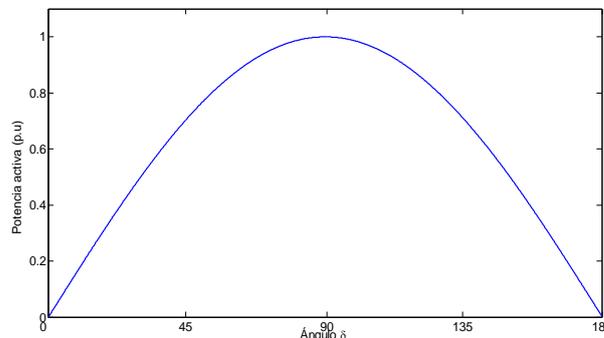


Figura 2.4 Relación potencia-ángulo.

La relación entre la potencia y el ángulo es altamente no lineal y depende del seno del ángulo del rotor δ .

Cuando el ángulo δ es cero no existe transferencia de potencia. La potencia máxima transferida se produce cuando δ es igual a 90° en este punto la magnitud de la máxima potencia es directamente proporcional a los voltajes internos de las máquinas e inversamente proporcional a la reactancia equivalente (reactancia de la línea y de las máquinas) entre los voltajes (ecuación (28)). Esta curva determina los límites máximos de potencia a la que la máquina puede llegar manteniendo un punto de operación aceptable.

2.2.3 Criterio de igualdad de áreas

Este análisis es aplicado a sistemas sencillos formados por una máquina conectado a una barra infinita o dos máquinas conectadas entre si. Este método de análisis se utiliza para la predicción de las máximas desviaciones angulares que se admiten en un sistema, antes de que entre en un caso inestable.

Este criterio está basado en la representación gráfica de la energía almacenada en las masas rotativas de las máquinas y nos ayuda a determinar la estabilidad del sistema luego de haber sufrido una perturbación. Aunque el criterio no es aplicable a sistemas de muchas máquinas, ayuda en el entendimiento de cómo influyen ciertos factores en la estabilidad transitoria de cualquier sistema.

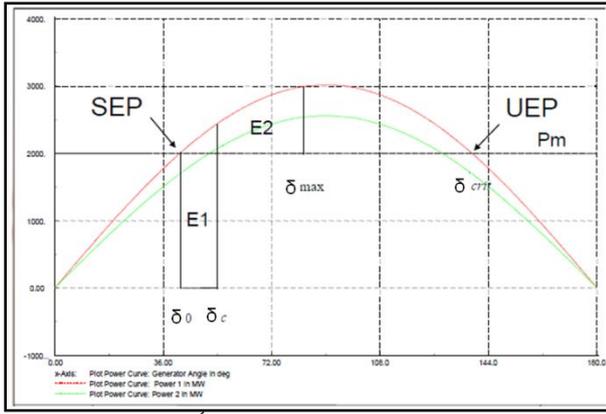


Figura. 2.5 Criterio de Áreas Iguales para un Sistema Generador – Barra Infinita

Función de Energía:

$$\frac{1}{2} J(\delta_G)^2 + \int_{\delta_0}^{\delta_G} \frac{(P_m - P_e)}{\omega} d\delta = E_{kin} + E_{pot} = 0 \tag{30}$$

Para el ángulo máximo:

$$\delta_{max} = 0 \quad (E_{kin} = 0) \tag{31}$$

$$E_{pot} = \int_{\delta_0}^{\delta_{G\max}} \frac{(P_m - P_e)}{\omega} d\delta = 0 \tag{32}$$

La derivación del criterio de áreas iguales se lo hace para una máquina y una barra infinita.

$$E_1 = \frac{1}{\omega} \int_{\delta_0}^{\delta_c} P_m d\delta = 0 \tag{33}$$

$$E_2 = \frac{1}{\omega} \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} (P_m - P_{max} \sin(\delta)) d\delta = 0 \tag{34}$$

Operación estable si: $E_1 = -E_2$

Integrando (33) y (34):

$$E_1 = \frac{1}{\omega} P_m (\delta_c - \delta_0) \tag{35}$$

$$E_2 = \frac{P_m}{\omega} (\delta_{max} - \delta_c) + \frac{P_{max}}{\omega} (\cos \delta_{max} - \cos \delta_c) \tag{36}$$

Se calcula la máxima duración de la falla δ_c para que el δ_{max} sea igual al $\delta_{crit} = \pi - \delta_0$.

$$\cos \delta_c = (\pi - 2\delta_0) \sin \delta_0 - \cos \delta_0 \tag{37}$$

δ_c es el ángulo crítico para el despeje de falla.

El tiempo crítico de despeje de falla se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Duración del cortocircuito. } P_e = 0 \tag{38}$$

Ecuación diferencial.

$$J\delta_G = \frac{P_m}{\omega_0} \tag{39}$$

Tiempo crítico de despeje de falla.

$$\delta_c = \frac{P_m}{2J\omega_0} t_c^2 + \delta_0 \tag{40}$$

En la Fig. 2.6 se puede encontrar un caso inestable y otro estable.

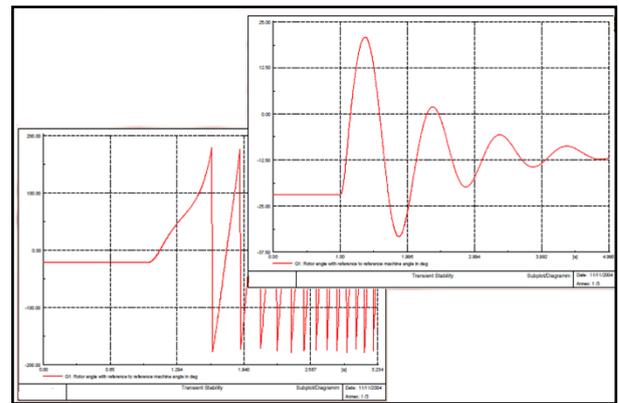


Figura. 2.6 Ángulo del Rotor para un Caso Estable e Inestable

3. ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CON PARQUES EÓLICOS.

A continuación se realiza el análisis de estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico ecuatoriano con la incorporación de los parques eólicos descritos anteriormente.

3.1. Efecto de los parques eólicos [4] [7].

Para observar el efecto de los parques eólicos en la estabilidad de pequeña señal del sistema, se realizara dicho análisis en tres escenarios diferentes:

1. El sistema eléctrico ecuatoriano original, con generación eólica cero.
2. El sistema eléctrico ecuatoriano con generación eólica y redespacho de generación térmica.
3. El sistema eléctrico ecuatoriano modificado introduciendo, en lugar de los parques eólicos,
4. generadores síncronos con la misma potencia nominal y parámetros típicos.

3.2. Análisis de pequeña señal del sistema eléctrico ecuatoriano con parques eólicos para el escenario de mínima demanda.

Con la implementación de los parques eólicos en el sistema eléctrico en el escenario de mínima demanda, se procede con la realización del análisis modal en los tres casos antes mencionados.

El proceso de análisis consiste en incorporar la generación eólica al sistema de manera paulatina, separando en grupos los parques a incorporarse en la red y conectándolos uno a uno hasta finalmente conectar todos los parques eólicos en el sistema.

A continuación se muestra los resultados finales que resultan de la incorporación al sistema de 450MW de generación eólica en el escenario de mínima demanda.

Los autovalores resultantes en este escenario de operación se presentan en la Fig. 3.1.

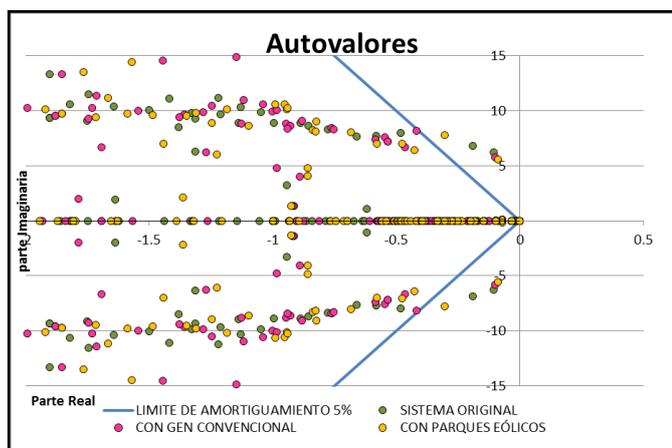


Figura 3.1 Valores Propios Mínima Demanda (450MW eólicos)

El sistema original no presenta autovalores inestables, sin embargo existen cuatro autovalores poco amortiguado que no cumplen los requisitos de amortiguamiento del 5%. Estos autovalores se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Modos Poco Amortiguados Mínima Demanda, Sistema Original.

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00117	-0.105	6.242	0.994	1.007	0.105	0.017	1.679
00118	-0.105	-6.242	-0.994	-1.007	0.105	0.017	1.679
00119	-0.190	6.832	1.087	0.920	0.190	0.028	2.778
00120	-0.190	-6.832	-1.087	-0.920	0.190	0.028	2.778

El escenario con la incorporación de 450MW eólicos presenta cuatro estados poco amortiguados. Estos estados se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Modos Poco Amortiguados Mínima Demanda, Con Parques Eólicos, (450MW eólicos).

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00609	-0.303	7.765	1.236	0.809	0.303	0.039	3.897
00610	-0.303	-7.765	-1.236	-0.809	0.303	0.039	3.897
00627	-0.090	5.565	0.886	1.129	0.090	0.016	1.610
00628	-0.090	-5.565	-0.886	-1.129	0.090	0.016	1.610

Los autovalores del escenario con generación convencional en lugar de la generación eólica se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Modos Poco Amortiguados Mínima Demanda, Con Gen. Convencional, (450MW convencionales)

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00151	-0.099	5.798	0.923	1.084	0.099	0.017	1.710
00152	-0.099	-5.798	-0.923	-1.084	0.099	0.017	1.710
00267	0.000	0.000	0.000	347521	0.000	0.009	0.940
00268	0.000	0.000	0.000	-347521	0.000	0.009	0.940

Con los resultados antes obtenidos se puede decir que la generación eólica modifica ligeramente la posición de los autovalores, ubicándolos en una posición menos amortiguada, por lo cual podemos decir que la incorporación de los parques eólicos en el sistema reduce el amortiguamiento global del sistema. Esto se debe principalmente a que la tecnología utilizada en los aerogeneradores es diferente a aquella utilizada en generación convencional [8] [9]. En el presente estudio el aerogenerador de tecnología Full Converter. Esta tecnología filtra toda la energía producida por las turbinas eólicas a través de convertidores de potencia, lo cual hace que la inercia de los aerogeneradores no aporten a la inercia total del sistema provocando que para un mismo despacho de potencia se tenga un sistema con menor inercia, lo cual resulta en un sistema menos amortiguado.

3.3. Análisis de pequeña señal del sistema eléctrico ecuatoriano con parques eólicos para el escenario de media demanda

El proceso de análisis realizado en este escenario de operación es el mismo desarrollado en el escenario de mínima demanda

Los autovalores resultantes en este escenario de operación se presentan en la Fig. 3.2.

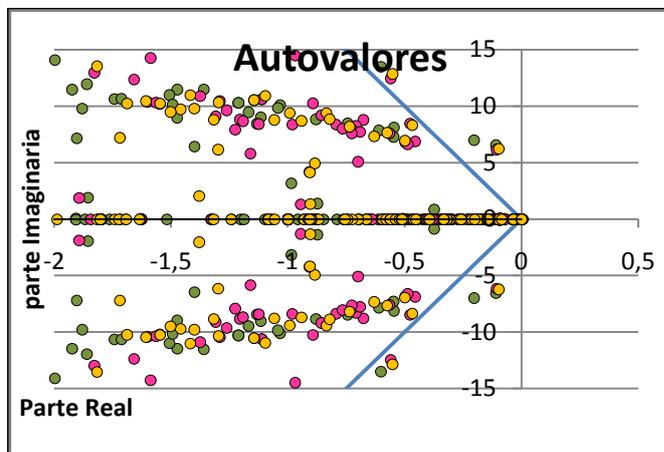


Figura 3.2 Valores Propios Media Demanda (450MW eólicos)

El sistema original presenta seis autovalores poco amortiguado. Estos autovalores se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Modos Poco Amortiguados Demanda Media, Sistema Original.

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00095	-0.601	13.497	2.148	0.466	0.601	0.044	4.446
00096	-0.601	-13.497	-2.148	-0.466	0.601	0.044	4.446
00157	-0.203	7.004	1.115	0.897	0.203	0.029	2.899
00158	-0.203	-7.004	-1.115	-0.897	0.203	0.029	2.899
00159	-0.110	6.538	1.041	0.961	0.110	0.017	1.678
00160	-0.110	-6.538	-1.041	-0.961	0.110	0.017	1.678

El escenario con la incorporación de los parques eólicos presenta los siguientes autovalores poco amortiguados. Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Modos Poco Amortiguados Demanda Media, Con Parques Eólicos, (450 MW Eólicos)

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00618	-0.551	12.846	2.045	0.489		0.551	0.043
00619	-0.551	-12.846	-2.045	-0.489		0.551	0.043
00685	-0.097	6.238	0.993	1.007		0.097	0.016
00686	-0.097	-6.238	-0.993	-1.007		0.097	0.016

Los autovalores que no cumplen con el límite de amortiguamiento para el escenario con generación convencional en lugar de la generación eólica se presentan en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Modos Poco Amortiguados Demanda Media, Con Gen. Convencional, (450 MW convencionales)

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00106	-0.561	12.443	1.980	0.505	0.561	0.045	4.500
00107	-0.561	-12.443	-1.980	-0.505	0.561	0.045	4.500
00145	-0.107	6.140	0.977	1.023	0.107	0.017	1.745
00146	-0.107	-6.140	-0.977	-1.023	0.107	0.017	1.745

3.4. Análisis de pequeña señal del sistema eléctrico ecuatoriano con parques eólicos para el escenario de máxima demanda.

Los autovalores resultantes en este escenario de operación se presentan en la Fig. 3.3.

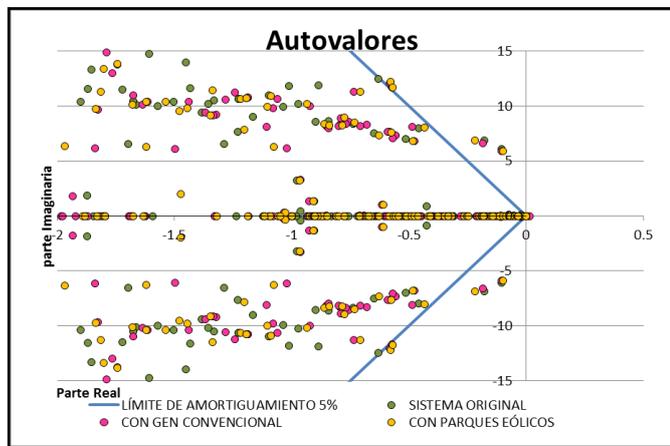


Figura 3.3 Valores Propios Demanda Máxima (450 MW eólicos)

Los resultados obtenidos en este escenario de operación se presentan a continuación.

El sistema original presenta seis autovalores poco amortiguados que no cumplen con el límite de amortiguamiento del 5%. Para amortiguar estos autovalores se debe identificar que generadores participan más en la creación de estos autovalores poco amortiguados, y posteriormente instalar, sintonizar y coordinar estabilizadores de potencia para que a través de su ganancia mover los autovalores a una posición más amortiguada que cumpla con el margen de estabilidad. Estos autovalores se presentan en la Tabla 3.7

Tabla 3.7. Modos Poco Amortiguados Demanda Máxima, Sistema Original

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00096	-0.746	20.793	3.309	0.302	0.746	0.036	3.588
00097	-0.746	-20.793	-3.309	-0.302	0.746	0.036	3.588
00214	-0.180	6.873	1.094	0.914	0.180	0.026	2.618
00215	-0.180	-6.873	-1.094	-0.914	0.180	0.026	2.618
00218	-0.103	6.091	0.969	1.032	0.103	0.017	1.698
00219	-0.103	-6.091	-0.969	-1.032	0.103	0.017	1.698

El escenario con la incorporación de los primeros Parques Eólicos presenta ocho estados poco amortiguados. Estos estados se presentan en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Modos Poco Amortiguados Demanda Máxima, Con Parques Eólicos, (450 MW eólicos)

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00628	-0.579	12.217	1.944	0.514	0.579	0.047	4.735
00629	-0.579	-12.217	-1.944	-0.514	0.579	0.047	4.735
00631	-0.568	11.719	1.865	0.536	0.568	0.048	4.839
00632	-0.568	-11.719	-1.865	-0.536	0.568	0.048	4.839
00667	-0.217	6.891	1.097	0.912	0.217	0.031	3.149
00668	-0.217	-6.891	-1.097	-0.912	0.217	0.031	3.149
00681	-0.098	5.914	0.941	1.062	0.098	0.017	1.655
00682	-0.098	-5.914	-0.941	-1.062	0.098	0.017	1.655

Los autovalores que no cumplen con el límite de amortiguamiento para el escenario con generación convencional en lugar de la generación eólica se presentan en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Modos Poco Amortiguados Demanda Máxima, (450 MW convencionales)

MODO	Real	Imaginario	Frecuencia	Periodo	Amortiguamiento	ξ	ξ [%]
00152	-0.582	12.085	1.923	0.520	0.582	0.048	4.814
00153	-0.582	-12.085	-1.923	-0.520	0.582	0.048	4.814
00154	-0.573	11.681	1.859	0.538	0.573	0.049	4.900
00155	-0.573	-11.681	-1.859	-0.538	0.573	0.049	4.900
00192	-0.105	5.886	0.937	1.067	0.105	0.018	1.777
00193	-0.105	-5.886	-0.937	-1.067	0.105	0.018	1.777
00194	-0.185	6.633	1.056	0.947	0.185	0.028	2.790
00195	-0.185	-6.633	-1.056	-0.947	0.185	0.028	2.790

En este escenario de operación del sistema se puede observar un ligero desplazamiento de la gran mayoría de autovalores hacia la parte derecha del gráfico, que corresponde a una posición menos amortiguada. Como sucedió en los escenarios anteriores, el sistema sufre un impacto negativo en el amortiguamiento del sistema con la incorporación de los Parques Eólicos. En el escenario de conectar Generación Convencional en lugar de los Parques Eólicos el sistema se vuelve menos amortiguado pero en menor medida que cuando inyectamos generación eólica al sistema.

Esto se debe principalmente a que la tecnología utilizada en los aerogeneradores es diferente a aquella utilizada en generación convencional. En el presente estudio se utilizó el aerogenerador de tecnología Full Converter. Esta tecnología filtra toda la energía producida por las turbinas eólicas a través de convertidores de potencia, lo cual hace que la inercia de los aerogeneradores no sea un aporte a la inercia total del sistema provocando que para un mismo despacho de potencia se tenga un sistema con menor inercia, lo cual resulta en un sistema menos amortiguado.

4. ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CON PARQUES EÓLICOS [7] [10].

Igual que en el caso anterior para observar el efecto de los parques eólicos en la estabilidad transitoria del sistema, se realizara dicho análisis en tres escenarios diferentes:

1. El sistema eléctrico ecuatoriano original.
2. El sistema eléctrico ecuatoriano con generación eólica y redespacho de generación térmica.
3. El sistema eléctrico ecuatoriano modificado introduciendo, en lugar de los parques eólicos, generadores síncronos con la misma potencia nominal y parámetros típicos.

4.1 Efecto de los parques eólicos

Igual que en el caso del análisis en pequeña señal se dividieron todos los parques eólicos en grupos para poder observar de manera paulatina el efecto que causa el ingreso de los parques eólicos en el sistema.

A continuación se muestra los resultados finales luego de incorporar todos los parques eólicos en el sistema. El análisis completo se presentará en un documento más extenso que muestre los resultados obtenidos paso a paso.

Se simula una falla trifásica en la mitad de la línea a t=0.05s, y se despejara la falla a los 150ms posteriores al inicio de la falla.

La Tabla 4.1 muestra los eventos a simular así como los tiempos de duración de cada evento.

Tabla 4.1. Eventos de simulación para Análisis de Estabilidad Transitoria

EVENTOS	TIEMPO
3 Fase Short Circuit	0.05 s
Clear Short Circuit	0.2 s

A continuación se presenta los resultados finales al incorporar a la red los 450MW previamente determinados.

4.2. Análisis de estabilidad transitoria del sistema electrico ecuatoriano con parques eólicos para el escenario de mínima demanda.

Con la implementación de los parques eólicos en el sistema eléctrico en el escenario de mínima demanda, se procede con la realización del análisis transitorio en los tres casos antes mencionados.

Los parámetros de simulación para los eventos previamente establecidos se presentan a continuación en la Tabla 4.2 y Tabla 4.3.

Tabla 4.2 Línea y Generadores referenciales para Análisis Transitorio

FALLA	L_MOLI_CUEN_1_1
MEDIDA	G_SAN_FRANCISCO
	G_LOJA

Tabla 4.3 Inercia Equivalente en los tres Escenarios de Estudio

	Heq
SIST ORIGINAL	3.225
CON GEN EOLICA	2.551
CON GEN CONV	3.200

Nótese que la inserción de la generación eólica en la red reduce la inercia del sistema, disminuyendo su inercia equivalente. Mientras el sistema con generación convencional en lugar de la eólica no se aleja demasiado del sistema original con respecto a la inercia equivalente

Cabe resaltar que el valor de la constante de inercia equivalente fue tomado como un valor referencial ya que no se dispone del valor de H de algunos de los generadores en operación. Se asignó un valor de inercia de otro generador existente en el sistema con características similares a aquel generador del que no dispone del valor de inercia. Por esta razón este valor de inercia no debe tomarse como un valor determinante, este puede estar sujeto a cambios en razón de disponer o no de los valores de inercia de todas las maquinas en el sistema

Los parámetros medidos en los generadores previamente establecidos se muestran en las siguientes figuras.

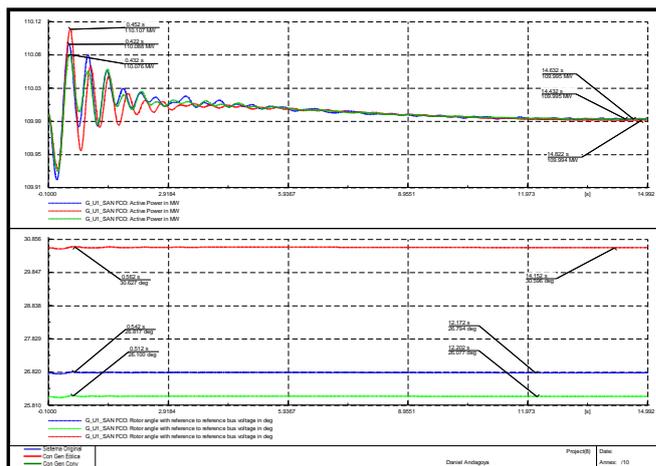


Figura 4.1. Respuesta Dinámica del generador G_U1_ SAN FRANCISCO

La Fig. 4.1 muestra la respuesta dinámica del generador SAN FRANCISCO ante una falla en la línea de transmisión MOLINO - CUENCA. Se eligió esa línea por encontrarse cerca del último grupo de parques eólicos que ingresaron al sistema. Notase que en el sistema con generación eólica las curvas de potencia presentan mayor amplitud en las oscilaciones debido a su disminución en el amortiguamiento del sistema.

En el caso de los ángulos δ el comportamiento es similar a las curvas de potencia.

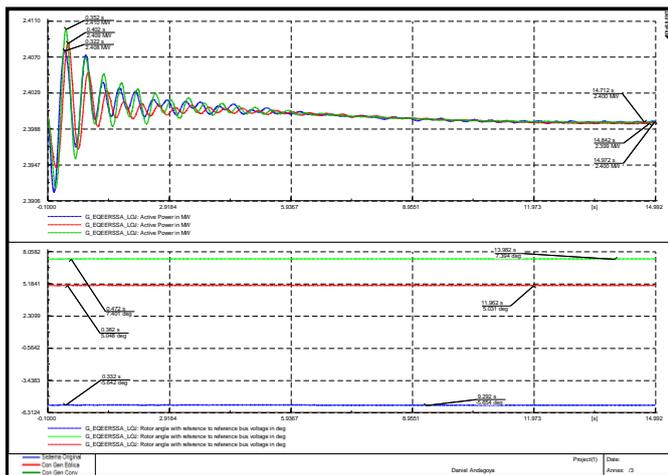


Figura 4.2 Respuesta Dinámica del generador G_EQEERSSA_LOJ

La Fig. 4.2 muestra la respuesta dinámica del generador LOJA ante una falla en la línea de transmisión MOLINO - CUENCA. Igual que en el caso anterior el sistema con generación eólica las curvas tanto de potencia como del ángulo del rotor δ presentan mayor amplitud en las oscilaciones debido a su disminución en el amortiguamiento del sistema.

En estas figuras se puede observar el efecto de los parques eólicos en la respuesta dinámica del sistema. Los aerogeneradores utilizados en la simulación son del tipo SG Diere Drive también llamados Full Converter por filtrar toda la potencia generada a través de convertidores de potencia, estos aerogeneradores al encontrarse desacoplados de la red no aportan a la inercia del sistema por lo que al quitar las unidades térmicas en el proceso de redespacho para análisis en estado estable estamos reduciendo la inercia equivalente del sistema haciéndolo menos amortiguado.

4.3. Análisis de estabilidad transitoria del sistema eléctrico ecuatoriano con parques eólicos para el escenario de media demanda.

Los parámetros de simulación para los eventos previamente establecidos se presentan a continuación en la Tabla 4.4 y Tabla 4.5.

Tabla 4.4 Línea y Generadores referenciales para Análisis Transitorio

FALLA	L_MOLI_CUEN_1_1
MEDIDA	G_ABANICO
	G_SIBIMBE

Tabla 4.5. Inercia Equivalente en los tres Escenarios de Estudio

	Heq
SIST ORIGINAL	3.328
CON GEN EOLICA	2.682
CON GEN CONV	3.188

En este punto de operación al tener el sistema más unidades en funcionamiento que aportan a la inercia del sistema, los valores de H equivalente obtenidos en este punto de operación son más grandes que los obtenidos en el escenario de mínima demanda.

Los parámetros medidos en los generadores determinados en la Tabla 4.4 se muestran en las siguientes figuras.

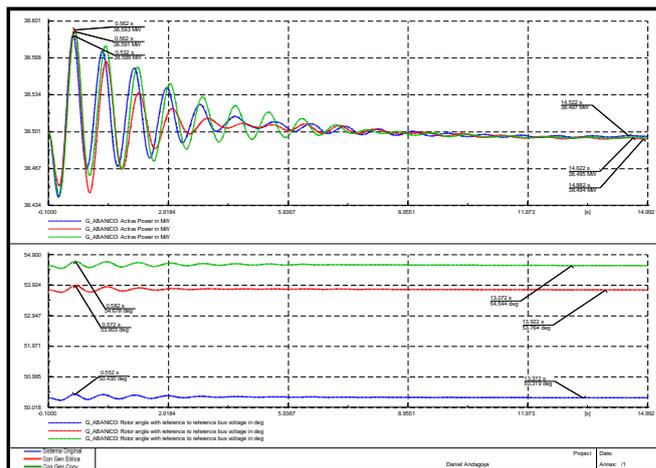


Figura 4.3 Respuesta Dinámica del generador G_ABANICO

La Fig. 4.3 muestra la respuesta dinámica del generador ABANICO ante una falla en la línea de transmisión MOLINO - CUENCA.

Igual que en mínima demanda el sistema con generación eólica presenta oscilaciones con mayor amplitud debido a su disminución en el amortiguamiento del sistema.

El sistema original al tener el mayor valor de H tiene también mayor amortiguamiento por lo que sus oscilaciones son las de menor amplitud de entre las tres representadas en la figura.

En el caso de los ángulos del rotor δ el comportamiento es similar a las curvas de potencia.

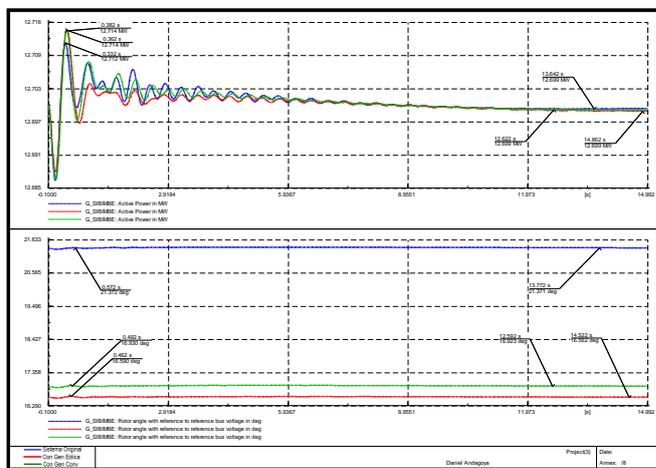


Figura 4.4 Respuesta Dinámica del generador G_SIBIMBE

Igual que en el generador anterior el sistema con generación eólica presenta mayor amplitud en las oscilaciones tanto en potencia como en ángulo del rotor δ debido a la disminución en el amortiguamiento del sistema por la inclusión de la generación eólica.

4.4. Análisis de estabilidad transitoria del sistema eléctrico ecuatoriano con parques eólicos para el escenario de máxima demanda.

El proceso es el mismo realizado para para los dos casos anteriores. Los resultados del análisis se presentan a continuación.

La Tabla 4.6 y Tabla 4.7 muestran los parámetros necesarios para la simulación de los eventos previamente establecidos.

Tabla 4.6 Línea y Generadores referenciales para Análisis Transitorio

FALLA	L_MOLI_CUEN_1_1
MEDIDA	G_PASOCHOA
	G_MULALO

Tabla 4.7 Inercia Equivalente en los tres Escenarios de Estudio

	Heq
SIST ORIGINAL	3.345
CON GEN EOLICA	2.922
CON GEN CONV	3.326

En máxima demanda se tienen los mayores valores de inercia por tener más maquinas en funcionamiento que aportan a la inercia equivalente total del sistema, sin embargo esta se ve afectada, al igual que en los puntos de operación anteriores con el ingreso de los parques eólicos, como se muestra a continuación.

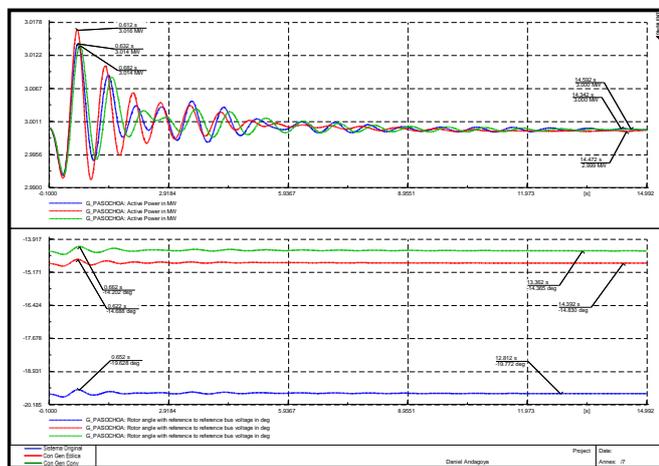


Figura 4.5 Respuesta Dinámica del generador G_PASOCHOA

Igual que en los casos anteriores el sistema con generación eólica presenta oscilaciones con mayor amplitud debido a su disminución en el amortiguamiento del sistema.

El sistema original y el sistema con generación convencional en lugar de la eólica presentan casi las mismas curvas de oscilación debido a que tienen casi igual amortiguamiento. Las variaciones que se muestra en las curvas que hace que no coincida con los valores de H son producidas por los parámetros propios de la curva de oscilación.

En el caso de los ángulos del rotor δ el comportamiento es similar a las curvas de potencia.

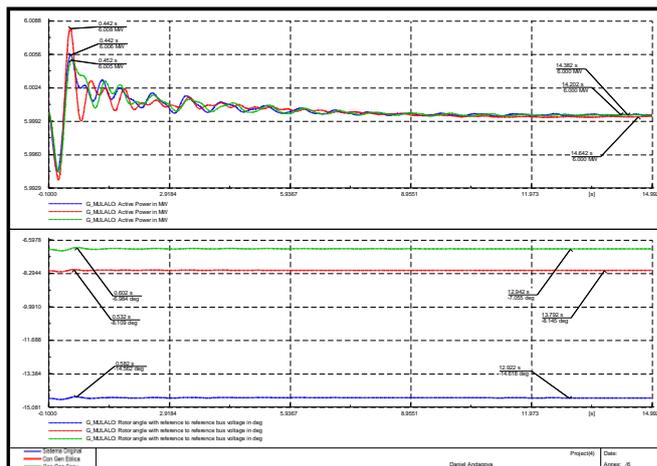


Figura 4.6 Respuesta Dinámica del generador G_MULALO.

La respuesta de este generador es la misma que el generador anterior, el sistema con generación eólica presenta oscilaciones con mayor amplitud, por tener menor amortiguamiento, mientras que el sistema original y el sistema con generación eólica en lugar de la generación convencional presentan curvas casi parecidas por tener igualmente un valor de H cercano.

Los efectos causados a la estabilidad del sistema son notorios, el ingreso de la generación eólica desplaza generación convencional por lo cual disminuye la inercia equivalente del sistema haciéndolo menos amortiguado. Los aerogeneradores utilizados en todo el estudio son de tecnología Full Converter, por lo que los mismos se encuentran totalmente aislados de la red por los convertidores de potencia, por lo cual no aportan a la inercia equivalente del sistema. En el caso del escenario con generación convencional en lugar de la generación eólica se lo realizó con el objetivo de observar cómo influye en la respuesta del sistema si en lugar de la generación eólica se pudiera instalar generación convencional, el efecto de esta generación en el sistema dependerá tanto de la generación desplazada como de la generación implementada.

Al comparar la respuesta del sistema original con la respuesta del sistema con parques eólicos se puede observar claramente la reducción en la inercia del sistema en todos los casos, esto corroborado con la disminución de la inercia equivalente del sistema.

Con este último análisis se realizó todas las pruebas tanto en estado estable como en estado dinámico del sistema con y sin generación eólica. Los efectos producidos por el ingreso de este tipo de generación se pueden observar tanto en los resultados obtenidos como en las curvas que presenta el sistema en distintos escenarios de operación.

5. CONCLUSIONES.

La tecnología de aerogeneradores utilizados en este estudio es el aerogenerador tipo Full Converter, este aerogenerador al estar aislado de la red por medio de los convertidores de potencia no aporta a la inercia equivalente del sistema, por esta razón el sistema con parques eólicos presentan un valor de H menor al presentado por el sistema original. Esto provoca la disminución en el amortiguamiento del sistema, lo

cual se puede observar tanto en el estudio de pequeña señal, en el que los autovalores se mueven hacia una posición menos amortiguada, como en el análisis transitorio en el cual las curvas de oscilación tanto de potencia como de ángulo presentan variaciones en su amplitud dependiendo del sistema analizado.

El sistema con la inclusión de la generación eólica es claramente estable. El sistema se recupera y mantiene su estabilidad en un tiempo posterior al despeje de falla. En el caso del sistema con generación convencional en lugar de la generación eólica el sistema es igualmente estable y con un amortiguamiento muy parecido al sistema original debido a las características de las máquinas convencionales ingresadas en este escenario muy diferentes a las características de los aerogeneradores utilizados en los parques eólicos.

Con el ingreso de 450MW al sistema eléctrico ecuatoriano el sistema mantiene su estabilidad pero reduce su amortiguamiento debido a la tecnología propia de los aerogeneradores implementados. Con lo cual podemos concluir que tanto en estado estable como en estado dinámico el ingreso de 450MW no afecta de manera significativa el estado operativo del sistema.

5. REFERENCIAS

- [1] L. D. Andagoya, "Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano," Ing. Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica., Escuela Politécnica Nacional., Quito, Ecuador, 2013.
- [2] Red Eléctrica de España, "Estudio de Estabilidad Transitoria en el Sistema Interconectado del Sur," Madrid, España. 2001.
- [3] P. Kundur, "Power System Stability and Control," Ed. New York: McGraw-Hill, 1994, pp. 699–847.
- [4] C. Gallardo, "Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica," Ph.D. Tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática., Universidad Carlos III de Madrid., Leganés/Getafe, España, 2009.
- [5] P. D. Arias, "Análisis de la Estabilidad en Pequeña Señal del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador," Msc. Tesis, Escuela de Ingeniería Eléctrica., Universidad de Cuenca., Cuenca, Ecuador, 2013.
- [6] J. Grainger, W. Stevenson "Análisis de Sistemas de Potencia," Ed. México: McGraw-Hill, 2002, pp. 654–702.
- [7] Power Systems Engineering Research Center "Impact of Increased DFIG Wind Penetration on Power Systems and Markets," October, 2009.
- [8] J. F. Monteiro, "Modelación Dinámica de Parques Eólicos para una Integración Masiva en el SIC," Ing. Tesis, Dept. Ingeniería Eléctrica., Universidad de Chile., Santiago, Chile, 2008.
- [9] M. J. Ishijara, "Modelos Simplificados de Aerogeneradores de Inducción para Estudios de Estabilidad a Corto Plazo de Sistemas Eléctricos de Potencia," Msc. Tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica., Instituto Politécnico Nacional., México, D.F., México, 2010.
- [10] K. Watt, "Simulación Dinámica para Distintos Escenarios de Alta Penetración Eólica en el Sic," Ing. Tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica., Universidad de Chile., Santiago, Chile, 2008.