Efecto de Cambios en la Inercia Equivalente de un Sistema de Potencia Multimáquinas Tras Salidas de Plantas de Generación Convencionales y Renovables

Paul G. Ruiz-Rios Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica Tecnológico Nacional de México Campus Morelia Morelia, México paul.ruiz-rios@proton.me

Abstract—Los sistemas eléctricos de potencia modernos han ido cambiando considerablemente en las últimas décadas, se han integrado paulatinamente fuentes de energías renovables para satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad y atenuar los efectos del cambio climático. Uno de los cambios más importantes es el de la inercia equivalente de la red, ya que modificaciones a la topología del sistema influyen en el comportamiento de la frecuencia después de que haya ocurrido un disturbio en la red eléctrica. En este artículo se hace una simulación de un sistema eléctrico cuyos elementos que integran la red cambian de estado, provocando pérdidas de generación repentina y causando que se altere la frecuencia del sistema. Dichos comportamientos se analizan con técnicas para análisis de estabilidad de frecuencia.

Keywords—Frecuencia, Multimáquinas, Sistema de Potencia, Inercia, Estabilidad.

I. INTRODUCCIÓN

La modernización de los sistemas eléctricos de potencia ha traído consigo cambios en la topología de la red de manera que los métodos de operación y control del sistema eléctrico de potencia ya no son los mismos que los de hace unas décadas. Uno de los principales cambios que la integración de energías renovables a los sistemas eléctricos de potencia ha traído consigo es la modificación de la inercia equivalente del sistema (principalmente esta se ha disminuido) [1].

La inercia equivalente es una variable importante para la operación de la red eléctrica, ya que esta ayuda a mantener la estabilidad de la frecuencia tras un disturbio en el sistema, ayudando a que esta no disminuya demasiado, no tenga una caída acelerada o incluso disminuir las oscilaciones posdisturbio para regresar a un estado estacionario lo más pronto posible [2].

Los diferentes tipos de plantas de generación convencionales proveen al sistema eléctrico de potencia distintos niveles de apoyo para la estabilidad de frecuencia.

La integración de fuentes renovables en el sistema eléctrico trae consigo el reemplazo de las plantas de generación convencionales, por lo que terminan sustituyendo varias plantas que salen de operación y, por ende, el sistema eléctrico ya no Héctor F. Ruiz-Paredes Life Senior Member IEEE Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica Tecnológico Nacional de México Campus Morelia Morelia, México hfruiz53@yahoo.com.mx

tiene la misma capacidad de regulación, pudiendo llegar a dejar una red eléctrica débil y propensa a la pérdida de estabilidad ante algún disturbio que antes no podía llegar a provocar disturbios de la misma magnitud [3].

En el resto del documento se verá un caso de estudio en el que se van a tomar en cuenta tres plantas de generación convencional y los datos de una planta de generación eólica siendo un apoyo extra para la generación del sistema y se observará como la penetración de esta planta cambia el comportamiento dinámico del sistema ante una falla.

II. MARCO TEÓRICO

A. Acción de control primario

Para tener una operación satisfactoria del sistema eléctrico de potencia se requiere que haya una desviación mínima de frecuencia, permaneciendo constante la mayor parte del tiempo o teniendo pequeñas perturbaciones, pero manteniéndose cercano al valor nominal.

Una perturbación en la potencia activa demandada provocará un desbalance de generación, por resultado, la velocidad de los generadores cambiará dependiendo de si la demanda aumentó o disminuyó (o en su defecto, que lo mismo ocurra con la generación de otra(s) planta(s)) y por ende la frecuencia del sistema cambiará.

El cambio de frecuencia provoca una señal de desviación (error) la cual el gobernador de la turbina de la planta de generación usará para controlar la posición de la válvula de entrada, así cambiando la fuerza que le entra a la turbina y, por ende, controlando la potencia que se genera para reducir el desbalance de energía. El tiempo de respuesta de este control está limitado por constantes de tiempo del gobernador y turbina de la planta siendo regulada. Este control de generación y frecuencia es conocido comúnmente como control de cargageneración [4].

La señal de error que el gobernador recibe es la desviación de velocidad $\Delta \omega$ debido a un cambio de carga, definida como la diferencia entre la velocidad del generador ω_a y la velocidad de referencia ω_r . Esta señal se amplifica y produce una señal ΔP_g para modificar la apertura de la compuerta de la turbina, modificando la cantidad de vapor o agua (en caso de que sea una planta hidroeléctrica) que es introducida, provocando un cambio en la generación que se entrega.

El gobernador de cada planta generadora tiene una característica de regulación tal que la velocidad irá disminuyendo conforme la carga aumente. Esta relación de la caída de la velocidad es la constante de regulación, modelada como un lazo de retroalimentación. Si al modelo del gobernador se le toma en cuenta esta constante de regulación su función de transferencia toma la forma de (1).

$$\frac{\Delta P_g}{\Delta \omega} = \frac{-1/R}{1 + s^* T_g} \tag{1}$$

B. Modelo de turbina de planta de generación

La estabilidad y el control de frecuencia es la habilidad que un sistema eléctrico de potencia tiene para mantener su frecuencia estable después de haber ocurrido una alteración severa en el sistema resultando en un desequilibrio significante entre la generación y la carga [5]. Por lo tanto, el modelado de la turbina-gobernador de las plantas de generación que integran un sistema eléctrico de potencia resulta importante para la realización de estudios de estabilidad y control de frecuencia debido a que la respuesta de la frecuencia es un aspecto importante en el rendimiento de un sistema eléctrico de potencia.

Basado en los libros [4] y [6] en un sistema eléctrico de potencia pueden existir diferentes tipos de plantas de generaciones y de estas los principales modelos existentes son los de turbinas de gas (turbogas), turbinas de vapor con o sin recalentamiento, hidroeléctricas y de ciclo combinado. Para este trabajo se verán los siguientes tres modelos de plantas de generación: turbina de vapor con recalentamiento, turbina de gas e hidroeléctrica.

a) Modelo de turbina de vapor

La tarea principal de una turbina de gas es convertir la energía almacenada del vapor a alta presión a energía mecánica. Una turbina de vapor puede o no tener sistema de recalentamiento. Su función de transferencia puede ser representada por (2).

$$\frac{\Delta P_{m}}{\Delta P_{g}} = \frac{1 + s^{*} K^{*} T_{r}}{(1 + s^{*} T_{t})^{*} (1 + s^{*} T_{r})}$$
(2)

Donde:

- ΔP_m es el cambio de potencia mecánica entregada por la turbina.
- ΔP_g es el cambio en la posición de la válvula de vapor.
- K es el porcentaje del total de potencia generada por la turbina en la sección de alta presión.
- T_r es la constante de tiempo del recalentador.
- T_t es la constante de tiempo del ducto de entrada de vapor.

 s es la variable de salida de una transformada de Laplace.

Si la turbina de vapor no tiene sistema de recalentamiento entonces T_r es igual a cero y (2) se puede reducir a (3).

$$\frac{\Delta P_{\rm m}}{\Delta P_{\rm g}} = \frac{1}{1 + {\rm s}^* {\rm T}_{\rm t}} \tag{3}$$

b) Modelo de turbina de gas

Una turbina de gas convierte la energía química de un combustible en energía calórica la cual finalmente es convertida en energía mecánica. Un modelo simplificado de este tipo de turbina consiste de tres partes principales: un compresor, una cámara de combustión y una turbina de gas y se puede expresar de la misma manera que (3).

c) Modelo de turbina hidroeléctrica

En [6] se muestra el desarrollo completo para obtener un modelado detallado de una turbina hidroeléctrica, pero la función de transferencia de este modelo llega a tener polinomios de sexto grado, aunque sin duda usar específicamente ese modelo traerá resultados más precisos, los autores mencionan que utilizando el modelo simplificado definido como (4) da resultados adecuados.

$$\frac{\Delta P_{\rm m}}{\Delta A} = \frac{1 \cdot s^* T_{\rm w}}{1 + 0.5^* s^* T_{\rm w}} \tag{4}$$

Donde:

- A es la posición de la compuerta de agua.
- T_w es el tiempo requerido para que a un cabezal especificado se acelere el agua a través de la compuerta desde el reposo hasta una velocidad final.

Aunque este modelo sea considerado lo suficientemente preciso para simulaciones, en el apéndice D de [6] se muestra un diagrama de bloques general y en él hay varias tablas con datos obtenidos de plantas reales y en dicho apéndice se definen las siguientes constantes de tiempo para turbinas hidroeléctricas:

- T₁ es el tiempo de respuesta del gobernador.
- T₂ es el tiempo de respuesta de la válvula piloto.
- T₃ es la constante de tiempo del amortiguador.
- T₄ es cero para la representación general de un gobernador hidroeléctrico.
- T₅ es la mitad (1/2) de la constante de tiempo del cabezal de agua para una planta hidroeléctrica (T_w).
- F es una constante con valor de -2.

El diagrama de bloques de este modelo general se puede observar en la Fig. 1.



Fig. 1. Diagrama de bloques general para turbina-gobernador.

C. Modelo de generador y carga

Una máquina en estado estable tiene una velocidad constante ϖ_0 y un ángulo de fase δ_0 . A causa de diferentes disturbios eléctricos o mecánicos, esta máquina presentará diferencias en par mecánico y eléctrico, haciendo que se acelere o desacelere. Se asume que cuando existe alguna variación de carga o generación en un área de control todos los generadores que pertenecen a esa área exhibirán una respuesta coordinada, por lo que este grupo de generadores puede ser representado mediante un generador equivalente [4]. Debido a que las cargas de motores son una parte dominante de la carga eléctrica, se tiene la necesidad de modelar el efecto del cambio de la frecuencia en la carga del sistema eléctrico [7].

Para representar el modelo de generador y carga se utiliza una ecuación llamada ecuación de oscilación (swing equation en inglés), esta ecuación puede ser encontrada descrita a detalle en la literatura [4], [6] - [8]. Por brevedad, se mostrará solamente la ecuación que representa este modelo de generador y carga y su función de transferencia, de la cual la primera está dada por (5).

$$\Delta P_{\rm m} - \Delta P_{\rm L} = 2^* H^* \frac{d}{dt} \Delta f + D^* \Delta f \tag{5}$$

Donde:

- ΔP_L es un cambio de carga en el sistema.
- H es la inercia del sistema.
- Δf es la desviación de frecuencia provocada por el cambio de carga.
- D es la constante de amortiguamiento de la carga.

Y la función de transferencia está dada por (6).

$$\frac{\Delta P_{\rm m} - \Delta P_{\rm L}}{\Delta f} = \frac{1}{2^* {\rm H}^* {\rm s} + {\rm D}} \tag{6}$$

Para cuando hay más de una planta de generación acoplada al sistema de potencia se utiliza (7) para calcular la inercia equivalente $H_{eq}[9]$.

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{i} H_i * S_{base,i}}{S_{base}}$$
(7)

Donde:

- S_{base,i} es la potencia base en MVA de la planta generadora i.
- S_{base} es la potencia base en MVA del sistema eléctrico de potencia.

D. Control automático de generación

La acción de control primario no es suficiente para evitar tener una desviación de frecuencia cuando el sistema tiene un cambio de carga. Debido a esto resulta necesario tener un control secundario para la restauración de la frecuencia de la red a su valor nominal y tratar de mantener un comportamiento transitorio deseado [4]. Ya que la demanda del sistema cambia continuamente se necesita que la potencia entregada por los generadores se ajuste automáticamente, la cual es la principal tarea del control automático de generación.

Un lazo de control secundario que manipule la señal de la desviación de frecuencia para producir un punto de referencia para la carga puede ser un controlador PID (Proporcional integral derivativo). Un controlador PID afecta el comportamiento transitorio como el valor de la desviación de frecuencia en estado estable. La Fig. 2 muestra el diagrama de bloques de un sistema eléctrico de potencia con los bloques del modelo de turbina-gobernador, generador y carga y los lazos de control primario y secundario.

III. CASO DE ESTUDIO

Los valores de los bloques de los modelos turbinagobernador de cada planta generadora que se usarán para la simulación se muestran en las tablas I - III. Estos datos fueron obtenidos de [4], [6] y [9].

Todas las plantas de generación convencional tienen una constante de regulación R = 0.05 %. El bloque del controlador PID está configurado de acuerdo a la tabla IV.

Los datos utilizados para el PID se obtuvieron con la herramienta de sintonización para PID de Simulink®, se seleccionaron esos valores para obtener una respuesta de AGC para regularizar la frecuencia en aproximadamente 10 minutos.

TABLA I. DATOS DE MODELO DE PLANTA HIDROELÉTRICA

T ₁	T 2	T 3	T 4	T 5	Н	P _{max} (MW)
6	36	0.5	0	0.9	4.75	600

TABLA II. DATOS DE MODELO DE PLANTA TURBOGAS

Tg	Tt	н	P _{max} (MW)	
0.2	0.3	5	350	

 TABLA III.
 DATOS DE MODELO DE PLANTA DE VAPOR CON RECALENTAMIENTO

Tg	Tt	Tr	К	Н	Pmax (MW)
0.25	0.3	7	0.3	4	550

TABLA IV. DATOS DE CONFIGURACIÓN DE CONTROLADOR PID



Fig. 2. Diagrama de bloques general para turbina-gobernador.



Fig. 3. Diagrama de bloques general del sistema.



Fig. 4. Diagrama de bloques de los modelos turbina-gobernador del sistema.

La planta de generación eólica se modela como una carga negativa, siempre despachándose la generación que tenga disponible en ese momento, de manera que las plantas convencionales siempre van a estar regulándose para compensar el aumento o disminución de generación de la planta eólica. Como máximo esta tiene un valor de generación de 500 MW, lo mínimo que genera es 216 MW y en promedio esta planta entrega 310 MW al sistema.

El diagrama de bloques que representa al sistema multimáquinas es mostrado en la Fig. 3. Dentro de este diagrama se encuentra el subsistema de generación convencional que contiene los diagramas de bloques de las plantas de generación, este subsistema se puede ver con más detalle en la Fig. 4.

Para simular el cambio de la inercia equivalente se utiliza un subsistema sencillo el cual, al llegar al tiempo especificado en la simulación, el bloque que representa el modelo del generador y la carga es cambiado por otro cuyo valor de inercia equivalente sea el correcto para el caso especificado y otro subsistema para simular el disparo de una planta de generación específico al mismo tiempo. El primer subsistema se puede ver en la Fig. 5.

La gráfica del comportamiento del sistema para un día entero, detallando el comportamiento de la demanda, la generación convencional y la generación eólica se muestra en la Fig. 6, los datos para la demanda del sistema fueron obtenidos de [10] y los de generación eólica de [11]. El disturbio se simulará en el segundo 55,000 (aproximadamente a las 15 horas del día) que como la Fig. 6 indica está cercana al pico de demanda para ese día La información de los cuatro casos a simular está detallada en la tabla V. La potencia base del sistema es de 1000 MVA.



Fig. 5. Subsistema para simular cambios de inercia.



Fig. 6. Gráfica del comportamiento del sistema a simular.

TABLA V. DETALLE DE CASOS PARA SIMULACIÓN

Planta disparada	Heq Posfalla		
Base (Sin falla)	11.8		
Hidroeléctrica	6.1		
Turbogas	9.3		
Turbina de Vapor	8.2		
Eólica	11.8		

IV. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

En la Fig. 7 se muestran las señales de desviación de frecuencia Δf obtenidas tras el disparo de cada planta de generación y se detalla la duración de la oscilación de la frecuencia. La Fig. 8 muestra con más detalle el comportamiento transitorio de la desviación de frecuencia y se anota el valor del nadir (el punto más bajo) de la frecuencia después de ocurrir el disturbio.

La tabla VI contiene algunos de valores obtenidos en las simulaciones desglosados por caso de simulación, como el valor del nadir de la desviación de frecuencia, el exceso ($\Delta f > 0$) de desviación de frecuencia que tuvo la señal, el tiempo que tardó en caer la frecuencia hasta su nadir y el tiempo que duró oscilando la señal de frecuencia.

TABLA VI. RESULTADOS OBTENIDOS DE SIMULACIONES

Planta disparada	Δf _{min} (p.u.)	Δf _{exceso} (p.u.)	T _{caída}	Tosc
Hidroeléctrica	-0.0291	0	1.798	6.8
Turbogas	-0.0329	0.0084	2.325	48
Turbina de Vapor	-0.0858	0.0155	4.459	174.4
Eólica	-0.0376	0.006	3.116	31.6



Fig. 7. Oscilaciones de frecuencia tras disparos de generación.



Fig. 8. Valores mínimos de frecuencia tras disparos de generación.

V. CONCLUSIONES

Basándose en los resultados que se obtuvieron se pueden concluir los siguientes puntos:

- Cualquier cambio en la topología de la red provoca que el sistema tenga un comportamiento transitorio diferente para cada caso y, aunque no se tuvo un caso que resultara así, algunos cambios pueden incluso llegar a provocar inestabilidad.
- El valor de la inercia equivalente no es el único dato de interés para los estudios de estabilidad, ya que, según los resultados obtenidos, el disparo de la planta hidroeléctrica, que fue el escenario con menor inercia equivalente, fue el escenario en el que la desviación de frecuencia fue menor y esta regresó a un estado estable relativamente pronto, mientras que en el escenario del disparo de la planta de turbina de vapor la desviación frecuencia llegó al punto más bajo de todos los casos y esta presentó oscilaciones cuya duración fue casi cuatro veces mayor que el segundo caso con mayor duración de oscilaciones en su desviación de frecuencia.
- Un mayor valor del nadir de frecuencia no necesariamente implica que la desviación de frecuencia vaya a presentar más oscilaciones que un caso cuyo nadir sea menor, tal como en el caso del disparo de la generación eólica y la planta de turbogas, donde el nadir de la frecuencia tras el disparo de la planta eólica fue mayor, pero regresó a un estado estable aproximadamente 16 segundos antes que con el disparo de la planta de turbogas.
- Entre más tiempo se esté disminuyendo la frecuencia, más bajo llega el nadir de esta, pero no por esto forzosamente la frecuencia tardará más en regresar a su estado estacionario.
- Los autores están trabajando en obtener modelos para evaluar la inclusión de inercia virtual. Los convertidores usados en sistemas de potencia es ahora un camino muy

viable. Esto permitiría aumentar el número de fuentes renovables en un sistema de potencia reemplazando las pantas convencionales que estén programadas para retiro [2], [3], [9].

REFERENCIAS

- M. Al Talaq, "Frequency stability enhancement for a system with integrated renewable energy sources and HVDC link", de 2020 International Seminar on Application for Technology of Information and Communication (iSemantic), Semarang, 2020.
- [2] S. Wu, P. Yang, Y. Zhang, D. Gao, C. Li y F. Liu, "On the key factors of frequency stability in future low-inertia power systems," de 2020 2nd International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES), Bangkok, 2020.
- [3] M. S. Alam, F. S. Al Ismail, A. Salem y M. A. Abido, "High-level penetration of renewable energy sources into grid utility: challenges and solutions," *IEEE Access*, vol. VIII, pp. 190277-190299, 2020.
- [4] H. A. Yousef, Power system load frequency control, Boca Raton: CRC Press, 2017.
- [5] P. Kundur, et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. IXX, nº 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [6] P. M. Anderson y A. A. Fouad, Power system control and stability, Piscataway: IEEE Press, 2003.
- [7] A. J. Wood, B. F. Wollenberg y G. B. Sheblé, Power generation, operation, and control, Hoboken: Wiley, 2014.
- [8] W. Stevenson y J. Grainger, Power system analysis, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [9] A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi y Á. Molina-García, "Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. CXV, p. 109369, 2019.
- [10] Centro Nacional de Control de Energía, "Pronósticos de Demanda," Centro Nacional de Control de Energía, 27 Agosto 2020. [En línea]. Disponible: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PronosticosDemand a.aspx. [Último acceso: 28 Marzo 2022].
- [11] Centro Nacional de Control de Energía, "Pronósticos de Generación Intermitente," Centro Nacional de Control de Energía, 28 Agosto 2020. [En línea]. Disponible: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PronosticoGeneracio nInter.aspx. [Último acceso: 28 Marzo 2022].