

ESTUDIO ESTABILIDAD EN UNIDADES DE GENERACIÓN HIDRAULICA

ARTURO OTTO VILLA

Universidad Tecnológica Metropolitana
Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile
Av. José Pedro Alessandri 1242 Ñuñoa, Santiago de Chile
email: aotto@utem.cl

RESUMEN

Este trabajo presenta una propuesta simple para verificar el diseño de un generador sincrónico respecto a su característica de estabilidad asociada al valor de su momento de inercia (J) y constante de inercia (H).

Palabras clave: generador sincrónico, sistema, estabilidad eléctrica, momento de inercia, constante de inercia, turbina, cambio de estado.

ABSTRACT

This paper presents a simple proposal to verify the design of a synchronous generator regarding to stability characteristics associated with the inertia momentum (J) and inertia constant (H) values.

Keywords: synchronous generator, system, electrical stability, inertia momentum, inertia constant, turbine, change of state.

1 INTRODUCCIÓN

En el diseño y construcción de centrales hidráulicas se debe tener presente que su funcionamiento depende entre otros del grado de estabilidad que tengan las unidades de generación. En este caso se entiende por “estabilidad” al proceso que ocurre cuando una unidad de generación cambia de un estado estable de funcionamiento en régimen permanente a otro estado estable para llegar a un nuevo estado de funcionamiento en régimen permanente.

Cuando una unidad esta operando en régimen estable se dice que se encuentra operando en un punto de “equilibrio”, el equilibrio corresponde a la igualdad entre potencia generada y potencia consumida.

El cambio de estado implica encontrar un nuevo punto de equilibrio, el cual se debe lograr en el menor tiempo posible y con un mínimo de fluctuaciones que puedan producir eventuales perturbaciones inadecuadas al sistema. En caso que una unidad de generación se torne inestable debe ser desconectada del sistema mediante la actuación de los relés de protección correspondientes.

La estabilidad en unidades de generación eléctrica accionadas por turbinas hidráulicas depende básicamente de dos sistemas de índoles diferentes que se relacionan por medio del eje turbina /generador y por el momento de inercia del conjunto turbina/generador.

Los sistemas son: sistema eléctrico del generador y sistema hidráulico de la turbina.

Al evaluar la estabilidad del conjunto turbina/generador, debe hacerse una clara distinción entre la estabilidad asociada al sistema eléctrico del generador y la estabilidad asociada al sistema hidráulico de la turbina.

Para definir ambos tipos de estabilidad la variable determinante es el valor del momento de inercia (J) del conjunto turbina/generador. Cabe señalar que un mejor grado de estabilidad se logra con valores altos de momentos de inercia.

De esta forma el momento de inercia que se defina

para la unidad de generación debe ser el mayor valor requerido por ella, ya sea este del sistema eléctrico o del sistema hidráulico.

Cada sistema requiere para su correcto funcionamiento de un momento de inercia determinado (J) y de una constante de inercia (H) determinada.

En este estudio se abordarán solamente los conceptos básicos de estabilidad asociados al sistema eléctrico del generador el cual comprende el sistema de control, constante de inercia (H) y el momento de inercia (J) del generador.

La estabilidad del sistema hidráulico depende de otras variables como el valor máximo del golpe de ariete (sobrepresión en tubería), tiempos de cierre servosistemas álabes móviles turbina, GD2 (efecto volante), fluctuaciones niveles agua en chimenea de equilibrio, velocidad máxima de embalamiento de la unidad de generación, entre otros.

Para el caso de centrales eólicas, fotovoltaicas, maremotrices y otras ERNC el estudio de estabilidad debe ser realizado bajo otros conceptos de diseño.

2 OPERACIÓN EN CONDICIÓN ESTABLE:

Como principio de funcionamiento de un sistema eléctrico se puede afirmar que cuando la unidad de generación opera dentro de un régimen estable (régimen permanente) se cumple que la potencia de origen hidráulica (P_m) que entra a la unidad se encuentra en equilibrio con la potencia eléctrica (P_g) que sale del generador, esto despreciando las pérdidas que en este contexto son insignificantes. Esta es la premisa básica para comprender el concepto de estabilidad y equilibrio.

Esta condición se expresa como sigue:

$$P_m = P_g \quad (\text{kW}) \quad (1)$$

$$P_m - P_g = 0 \quad (\text{kW}) \quad (2)$$

Otra forma de expresar matemáticamente esta condición de equilibrio es considerar que la energía cinética almacenada en las partes rotatorias de la unidad turbina /generador (W_{kin}) se mantiene constante, o no sufre variación a lo largo del tiempo:

$$\frac{d}{dt}(W_{kin}) = 0 \quad (\text{kW}) \quad (3)$$

Cuando el sistema está en operación estable (régimen permanente) sucede que tanto el rotor como el campo rotatorio de estator giran con velocidad angular constante (ω), manteniendo por lo tanto entre ellos un ángulo de fase o un ángulo de carga delta constante. Bajo esas condiciones, se dice que la unidad esta en “equilibrio sincrónico”.

Esto significa que se mantiene constante en el tiempo una posición relativa entre una referencia fija sobre el rotor y otra asociada al campo magnético rotatorio generado por el enrollado trifásico de estator. El valor del ángulo de carga varía conforme a las variaciones de potencia que tenga la unidad de generación, estas variaciones son entre 0 y 90 grados, sobre 90 grados la unidad pierde su condición de equilibrio y sale de sincronismo.

En condiciones estables tanto el campo de rotor como el de estator giran a una misma velocidad de rotación denominada “velocidad sincrónica”. Esto conlleva que el ángulo delta se mantenga constante. Cuando se produce un cambio de estado asociado con un cambio de velocidad del rotor entonces el ángulo de carga varía aumentando para aumentos de carga y disminuyendo su valor para disminuciones de potencia, llegando a un valor cercano a cero en condiciones de vacío del generador.

Para amortiguar las oscilaciones del ángulo de carga producidas por cambios de estado, existen enrollados amortiguadores ubicados en el rotor los que en casos de desequilibrio o cambios de estado se manifiestan produciendo una potencia amortiguadora (P_{dam}).

En condición de equilibrio de la unidad de generacion la potencia amortiguadora permanecerá inactiva y se

manifestará solo frente a una variación del ángulo de carga delta.

La expresión matemática para esta condición de equilibrio es la siguiente:

$$P_{dam} = D \frac{d}{dt}(\delta) = 0 \quad (\text{kW}) \quad (4)$$

$$P_{dam} = D\omega = 0 \quad (\text{kW}) \quad (5)$$

Donde D es el coeficiente de amortiguación que representa tanto la acción de la fricción viscosa del rotor con el medio que lo circunda (aire, aceite...), como la acción del enrollado amortiguador el cual se manifiesta activamente durante los periodos de variación del ángulo de carga (δ). La variable ω (omega) es la velocidad angular de variación del ángulo delta.

En la figura 1.1 se muestra una condición de estabilidad para el ángulo delta en función del tiempo y en la figura 1.2 una situación de inestabilidad.

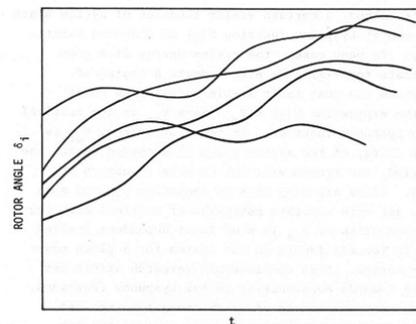


Fig. 1.1. Stable system.

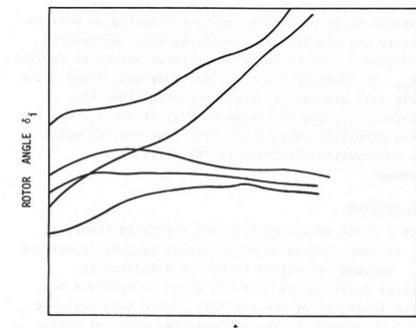


Fig. 1.2. Unstable system.

3 OPERACIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO DE LA UNIDAD DE GENERACION:

Cuando la unidad de generación se encuentra en una condición de operación en régimen permanente estable y pasa a otro estado de operación estable (o no estable), necesariamente este cambio implica que se debe pasar por una condición de transición, por eso es que se denomina a este proceso “operación en régimen transitorio”.

El cambio de estado requiere que se mantenga la igualdad entre la potencia hidráulica y la potencia eléctrica de salida. Esta exigencia hace que las ecuaciones anteriores se igualen y puedan ser formuladas de una forma integrada como sigue:

$$P_m - P_g = \frac{d}{dt}(W_{kin}) + D \frac{d}{dt}(\delta) \quad (\text{kW}) \quad (6)$$

La energía cinética de las partes rotatorias de la unidad (rotor) puede ser representada por:

$$W_{kin} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (\text{kW s}) \quad (7)$$

Donde J representa el momento de inercia del rotor del generador mas el del rodete de turbina, el cual llevándolo a la ecuación (6) y (7) se obtiene:

$$P_m - P_g = J \frac{d^2}{dt^2}(\delta) + D \frac{d}{dt}(\delta) \quad (\text{kW}) \quad (8)$$

Normalmente el momento de inercia del rodete de la turbina es muy bajo y se desprecia frente al momento de inercia del rotor el cual es un valor alto.

Cabe señalar que para propósitos de calculo, en ingeniería eléctrica se acostumbra trabajar en un sistema denominado “por unidad (pu)” o “tanto por uno”: este método significa llevar todas las variables a una misma base común. Esto porque las variables en juego son muy diversas y es aconsejable por razones de facilidad de cálculo expresar y calcular todo en tanto por uno.

Aplicando este método al estudio y eligiendo como base común la potencia aparente nominal del generador (S) se obtiene dividiendo por la base (que es el procedimiento en (pu)), las siguientes ecuaciones, (tanto por uno= pu):

$$\frac{P_m - P_g}{S} = \frac{J}{S} \frac{d^2}{dt^2}(\delta) + \frac{D}{S} \frac{d}{dt}(\delta) \quad (\text{pu}) \quad (8a)$$

$$P_{mpu} - P_{gpu} = H \frac{d^2}{dt^2}(\delta) + D_{pu} \frac{d}{dt}(\delta) \quad (\text{pu}) \quad (8b)$$

Donde la nueva variable H es conocida como la “constante de inercia” del generador sincrónico y tiene la siguiente relación con el momento de inercia:

$$H = \frac{W_{kin}}{S} = \frac{1}{2} \frac{J}{S} \omega^2 \quad \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} \text{s} \quad (9)$$

$$H = \frac{1}{2} \frac{J}{S} (2\pi \frac{\text{rpm}}{50})^2 \quad \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} \text{s} \quad (10 a)$$

$$H = \frac{1}{8} \frac{GD^2}{S} (2\pi \frac{\text{rpm}}{50})^2 \quad \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} \text{s} \quad (10 b)$$

Donde la variable GD² se conoce como el “Efecto Volante” de la unidad (Fly Wheel effect) y se expresa normalmente en tm².

Es importante recordar que la relación entre el GD² efecto de volante de inercia y el J momento de inercia esta dado por:

$$GD^2 = 4J \quad \text{kg.m}^2 \quad (11)$$

Considerando que el rotor del generador posee una geometría cilíndrica, el momento de inercia “J” se puede aproximar como:

$$J = \frac{1}{2} M (R_{ex}^2 + R_{in}^2) \cdot f_{aj} \quad \text{kg.m}^2 \quad (12)$$

Donde:

- M = Masa total del rotor del generador (kg)
- Rex = Radio maximo rotor (zapata polar) (m)
- Rin = Radio interno del rotor (llanta magnética) (m).
- faj = Factor de ajuste (a mayor numero de polos se aproxima a 1,0)

4 IMPORTANCIA DE LA CONSTANTE DE INERCIA “H” PARA UNA OPERACIÓN ESTABLE

La ecuación 8 es conocida como la “Ecuación de Oscilación” de la máquina. A partir de ella se puede deducir que toda vez que ocurra una alteración del régimen de operación (cambio de estado) ya sea porque hubo una variación en la potencia de la turbina, o porque hubo una alteración en el consumo de energía (potencia de salida), antes de encontrar un nuevo punto de operación estable, todo el sistema oscilará.

En un sistema eléctrico enmallado siempre están ocurriendo alteraciones debido a la conexión y desconexión de consumidores de energía.

Durante la transición de una condición de operación a otra ocurren cargas o descargas de la energía cinética almacenada en el rotor. Este concepto puede entenderse en mejor forma al hacer una interpretación de la constante de inercia (H).

En efecto, en las ecuaciones (9) y (10) se demuestra que la potencia almacenada de origen mecánica (kW) estará disponible para ser convertida en potencia eléctrica (kVA) por una cantidad de tiempo H(s). Durante ese periodo no se producirá ninguna variación perceptible de la velocidad angular relativa (ω) y por consecuencia tampoco se producirá variación en el voltaje en terminales del generador.

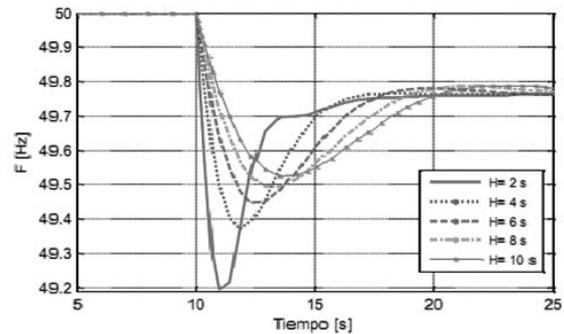


Figura 1.2: Acercamiento de la variación de la frecuencia para distintos H.

Valores típicos de H para generadores sincrónicos son de 2 a 5 segundos. Se observa del gráfico que a mayores valores de H, menores serán las variaciones de frecuencia y potencia.

La Norma Técnica [1] en su artículo 3-8 indica los rangos de frecuencia admisible y los tiempos de restablecimiento respectivos.

El momento de inercia (J) de la masa de un cuerpo que gira es la suma de los productos de todas las masas elementales por los cuadrados de las respectivas distancias al eje de rotación. El concepto de J se puede entender como un parámetro que es proporcional al trabajo necesario para acelerar o desacelerar un cuerpo que gira, en este caso el rotor del generador más rodete turbina.

En general la constante de inercia H se puede definir o entender como el cociente entre la energía cinética almacenada de las partes rotatorias a velocidad sincrónica y la potencia nominal del generador.

Cabe señalar que un único generador sincrónico no es el responsable por la estabilidad y la operación de todo un sistema eléctrico.

De acuerdo a lo indicado en las Normas Técnicas, debe ser evaluado mediante un estudio, el impacto que producirá cada nueva central que se pretenda conectar al sistema, (SIC-SING).

La ingeniería de planificación en la Etapa de Diseño Básico debe especificar los requisitos que debe cumplir

la nueva central para poder integrarse en forma confiable y segura al sistema nacional.

En la etapa de Diseño Básico se deben desarrollar entre otras las especificaciones técnicas que deberán cumplir el diseño y fabricación de la turbina y del generador sincrónico.

Es muy común que en sistemas eléctricos grandes el valor de la constante de inercia (H) requerida por el mismo sea menor que aquel necesitado por el sistema hidráulico de las turbinas de la central. En ese caso se debe especificar y utilizar en el diseño del generador la constante de inercia (H) de origen hidráulica (no la eléctrica).

Cabe mencionar que normalmente el ingeniero mecánico especifica su necesidad bajo la forma de “J” (momento de inercia) o de “GD2” (Efecto Volante) la que con ayuda de la ecuación (11) fácilmente puede ser relacionada con “H” (constancia de inercia).

Cabe señalar que un generador tiene un GD2 denominado “natural”. Este GD2 natural es el que resulta del diseño propio del generador. Normalmente se debe primero verificar si el GD2 “natural” es suficiente como para asegurar la estabilidad de la unidad de generación, en caso que esto resulte afirmativo, se acepta como valor definitivo este GD2 y no es necesario realizar modificaciones de diseño en el generador.

En caso contrario, si el GD2 natural no es suficiente, entonces es necesario buscar soluciones para modificar el GD2 natural, tal que se obtenga el GD2 requerido por el sistema.

Se demuestra mas adelante que durante el diseño de una unidad generadora, es posible modificar la velocidad de rotación nominal de la unidad de generación sin que se alteren significativamente los requisitos de la constante de inercia (H).

Dicho de otra forma, es posible mantener el H requerido durante la etapa de diseño básico (estudio de sistemas) sólo modificando la velocidad de rotación, variable que es más simple de modificar que el momento de Inercia J de las partes rotatorias del generador.

Para fundamentar este punto definiremos H1 y H2 como sigue:

$$H_1 = \frac{1}{2} \cdot \frac{J_1}{S_1} \left(2 \cdot \pi \cdot \frac{rpm_1}{60} \right)^2 \frac{kW}{kVA} s \quad (13a)$$

$$H_2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{J_2}{S_2} \left(2 \cdot \pi \cdot \frac{rpm_2}{60} \right)^2 \frac{kW}{kVA} s \quad (13 b)$$

Dividiendo ambas ecuaciones se obtiene una relación de transposición:

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{J_1}{J_2} \cdot \frac{S_1}{S_2} \cdot \left(\frac{rpm_1}{rpm_2} \right)^2 \quad (14)$$

En el caso que la potencia aparente se mantenga inalterada (S1=S2) y se imponga mantener la constante de inercia H1= H2, entonces:

$$J_2 = J_1 \cdot \left(\frac{rpm_1}{rpm_2} \right)^2 \quad (15)$$

La ecuación (15) es muy útil durante el periodo de concepción y diseño de unidades generadoras, lo que se explica a continuación con un ejemplo práctico.

5 EJEMPLO DE APLICACIÓN AL CAMBIO DE VELOCIDAD DE ROTACION NOMINAL DE LA UNIDAD DE GENERACION,(CASO PRACTICO):

Este ejemplo considera que en la etapa de Diseño Básico del proyecto se especifico para el generador sincrónico un conjunto de parámetros conforme a los requerimientos obtenidos del estudio de estabilidad (H, J, GD2, S, rpm) y que posteriormente en la etapa de diseño del generador se propuso aumentar la velocidad nominal de rotación, objeto reducir costos del generador y de la obra, esto previa aceptación del diseñador de la turbina.

Este aumento de velocidad nominal de rotación no debería alterar el valor especificado de la constante

de inercia H, asegurando con esto la estabilidad de la unidad de generación. Se pide verificar este punto.

A continuación se desarrollan los cálculos respectivos:

Los datos de entrada son los valores especificados para el generador en la etapa de Diseño Básico, estos son los siguientes:

- a) $S = 22.400 \text{ kVA}$
(potencia aparente nominal del generador)
- b) $\text{rpm}_1 = 163,63 \text{ rpm}$
(velocidad nominal de giro especificada)
- c) frecuencia = 60 Hz.
- d) $J_1 = 5.500 \text{ tm}^2$
(momento de inercia especificado igual al natural)
- e) $H_1 = 3.589 \text{ (segundos)}$

H_1 se obtiene a partir de los datos especificados como sigue:

$$H_1 = \frac{1}{2} \cdot \frac{5500}{22400} \cdot \left(2 \cdot \pi \cdot \frac{163.63}{60}\right)^2 \frac{kW}{kVA} s$$

La nueva velocidad de rotación propuesta y aceptada por el diseñador de la turbina es de 180 rpm.

A continuación se realiza la verificación de los parámetros de estabilidad conforme a la nueva velocidad de rotación: $\text{rpm}_2 = 180 \text{ rpm}$.

Reemplazando en la ecuación (15) los valores especificados J_1 , rpm_1 y considerando $\text{rpm}_2 = 180 \text{ rpm}$, resulta para el nuevo J_2 lo siguiente:

$$J_2 = J_1 \left(\frac{\text{rpm}_1}{\text{rpm}_2}\right)^2 \quad (\text{t m}^2)$$

$$J_2 = 5500 \left(\frac{163.63}{180}\right)^2 \quad (\text{tm}^2)$$

$$J_2 = 4545.101 \text{ (t m}^2\text{)}$$

(momento de inercia para 180 rpm).

Se redondea este valor a un valor de momento de inercia (J_2) ligeramente mayor igual a:

$$J_2 = 4.600 \text{ (t m}^2\text{)}.$$

Lo que conduce a un nuevo valor de constante de inercia la cual se determina a partir de la ecuación (10), como sigue:

$$H_2 = \frac{1}{2} \cdot \frac{4600}{22400} \cdot \left(2 \cdot \pi \cdot \frac{180}{60}\right)^2 \frac{kW}{kVA} s$$

$$H_2 = 3.632 \frac{kW}{kVA} s$$

El nuevo valor H_2 obtenido es ligeramente mayor al especificado en 0,043 segundos lo que no afecta a los cálculos originales de estabilidad determinados con $H_1 = 3.589 \text{ seg}$.

Se concluye de este ejemplo que el valor de la constante de inercia (H_1) especificada para la velocidad de rotación (163,63 rpm) es prácticamente la misma H que la correspondiente al nuevo momento de inercia (J_2) calculado con una velocidad de 180 rpm, por lo que el cálculo realizado indica que se mantiene el H determinado en la etapa de Diseño Básico, como requerido en los estudios de estabilidad del sistema eléctrico.

Cabe mencionar que desde el punto de vista del diseño electromecánico del generador la velocidad 180 rpm esta tipificada como preferida y la velocidad 163,63 rpm esta tipificada como aceptable. La preferida es mejor que la aceptable.

Siempre es necesario revisar si las velocidades de rotación del generador están tipificadas como preferidas o aceptables, porque existen velocidades de rotación que no son aceptables desde el punto de vista del diseño electromagnético del generador y por lo tanto no deben ser utilizadas.

Las velocidades del ejemplo son aceptables y utilizables en el diseño del proyecto.

El momento de inercia (o GD^2) del generador debe tener un valor tal que permita asegurar la estabilidad eléctrica

y además conjugar una sobrepresión hidráulica y una sobrevelocidad aceptable, aspectos que son motivo de otro trabajo.

CONCLUSIONES

La propuesta planteada en el presente documento es aplicable solo a la verificación del grado de estabilidad en unidades de generación hidráulicas constituidas por generadores sincrónicos quedando fuera del estudio las centrales ERNC como eólicas, solares, maremotrices.

Estas últimas centrales poseen un comportamiento de estabilidad diferente al de las centrales hidráulicas por lo que para efectos de verificación de diseños, se deben aplicar otras consideraciones y realizar otros estudios para verificar su grado de estabilidad frente al sistema.

Se puede finalmente señalar que estudios realizados indican que este tipo de centrales ERNC tienen un grado de estabilidad muy bajo por lo que en caso de fallas son las primeras que deben ser desconectadas, en particular las centrales eólicas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio” Chile, Mayo 2005.
2. P.Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc, 1994.
3. John J. Grainger, Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw-Hill, ISBN 0-07-061293-5. 1998.
4. Irving Kosow, Maquinas Eléctricas y Transformadores, McGraw-Hill segunda Edición, 1993.
5. A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr. Electric Machinery, McGraw-Hill segunda Edición, 1990.
6. J. Johnny Rocha E. ALSTOM, Curso Fundamentos de Diseño y Rehabilitación de Generadores para Centrales Hidroeléctricas”, Stgo. Agosto, 2011.