

UDELAR-FING-IIE 2016



SISTEMAS DE PROTECCIÓN

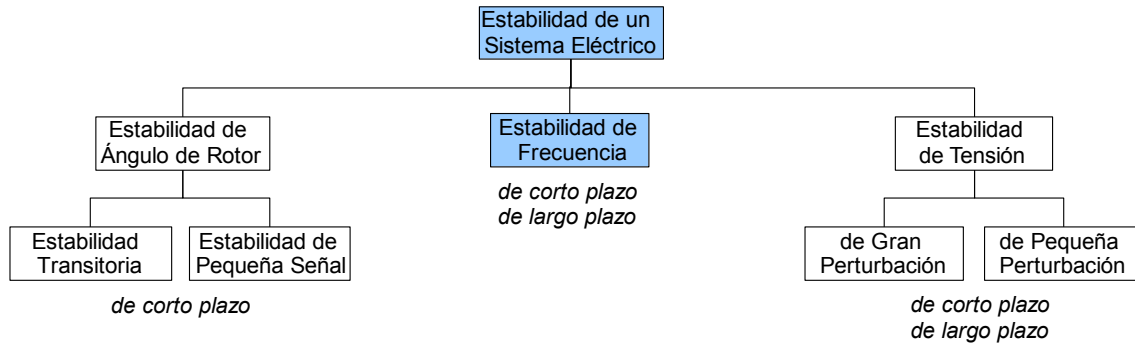
ESTABILIDAD EN FRECUENCIA

ÍNDICE

Estabilidad en frecuencia	2
Comportamiento de la frecuencia en un sistema eléctrico (corto plazo)	3
Equilibrio.....	3
Desbalance.....	3
Primer caso. Pérdida de generación.....	3
Segundo caso. Pérdida de carga.....	4
Protecciones de frecuencia y acciones clásicas de disparo de carga por subfrecuencia ...6	
Protección de generadores.....	6
Protección del sistema.....	6
Protecciones de frecuencia. Interacción con generadores síncronos	7
Protecciones de frecuencia. Acciones posibles de WAP (Wide Area Protection)	8

ESTABILIDAD EN FRECUENCIA

La estabilidad en frecuencia es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, de restablecer la frecuencia luego de una perturbación severa de desbalance entre generación y carga.



Clasificación CIGRÉ de estabilidad.

La estabilidad en frecuencia depende de la habilidad de mantener o restablecer el balance entre generación y carga, con mínima pérdida de carga. La pérdida de carga es un hecho indeseado pero en muchos casos necesario e inevitable a la hora de preservar el resto del sistema eléctrico.

Este tipo de situaciones puede llevar a la separación del sistema en islas (subsistemas independientes) que deben lograr cada una un estado de equilibrio estable con mínima pérdida de carga, equilibrio que queda evidenciado por el comportamiento de la frecuencia promedio de cada isla.

Generalmente los problemas de estabilidad en frecuencia están asociados a inadecuada respuesta de los equipos, coordinación insuficiente de los controles y protecciones o insuficiente reserva de generación.

Los problemas de estabilidad en frecuencia pueden involucrar tiempos de segundos o fracciones de segundos (fenómenos de corto plazo) como el disparo por subfrecuencia y los controles de los generadores y protecciones.

O pueden involucrar tiempos del orden de decenas de segundo y hasta varios minutos (fenómenos de largo plazo) como los relacionados a las plantas motrices de los generadores (las turbinas, calderas, etc.) y los reguladores de tensión.

La inestabilidad en frecuencia de corto plazo, puede llevar a apagones en cuestión de segundos en el sistema, en una o varias islas.

COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO (CORTO PLAZO).

Para el caso de múltiples generadores en un sistema eléctrico, con simplificaciones adecuadas, la dinámica del sistema queda representada con ecuaciones de similar forma que la ecuación de swing para el modelo máquina – bus infinito.

En estos casos multimáquina se define un centro de inercia de los rotores (G), su ángulo δ_G y velocidad angular ω_G .

$$\sum_{i=1}^n \frac{2H_i}{\omega_0} \frac{d\omega_G}{dt} + \sum_{i=1}^n \frac{K_{Di}}{\omega_0} \omega_G = \sum_{i=1}^n P_{mi} - \sum_{i=1}^n P_{ei} \quad \delta_G = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n \frac{2H_i}{\omega_0} \delta_i \quad \omega_G = \frac{d\delta_G}{dt}$$

Los generadores “eléctricamente cercanos” se pueden agrupar ya que se comportan de manera parecida; entonces cada grupo A de generadores puede ser considerado como un único gran generador.

$$M_A \frac{d\omega_A}{dt} + \frac{K_{DA}}{\omega_0} \omega_A = P_{mA} - P_{eA}$$

$$M_A = \sum_{j \in A} \frac{2H_j}{\omega_0} = \frac{2H_A}{\omega_0} \quad K_{DA} = \sum_{j \in A} K_{Dj} \quad \delta_A = \frac{1}{M_A} \sum_{j \in A} \frac{2H_j}{\omega_0} \delta_j \quad \omega_A = \frac{d\delta_A}{dt}$$

Para el estudio de la estabilidad transitoria, en estas ecuaciones interesaría el comportamiento de los ángulos δ .

Pero en la estabilidad en frecuencia interesa el comportamiento de la frecuencia

$$f = \frac{\omega}{2\pi} + f_0 \quad (f_0 = 50 \text{ Hz}). \quad \text{Siendo } \omega = \frac{d\delta}{dt}$$

Como se ve de las distintas ecuaciones, en el sistema pueden considerarse diferentes frecuencias, según se use: ω de cada máquina, ω_A de cada grupo de máquinas, ω_G del centro de inercia.

Pero si todas las máquinas están eléctricamente cercanas, existe un único grupo y $\omega \approx \omega_G \approx \omega_A$ (la frecuencia es aproximadamente la misma en todo el sistema).

EQUILIBRIO.

En equilibrio $\sum_{i=1}^n P_{mi} = \sum_{i=1}^n P_{ei}$ ($P_{mA} = P_{eA}$), por lo que los ω y $\frac{d\omega}{dt}$ de las ecuaciones anteriores son cero.

Entonces $f = f_0$ (la frecuencia es constante en el sistema eléctrico).

DESBALANCE.

PRIMER CASO. PÉRDIDA DE GENERACIÓN.

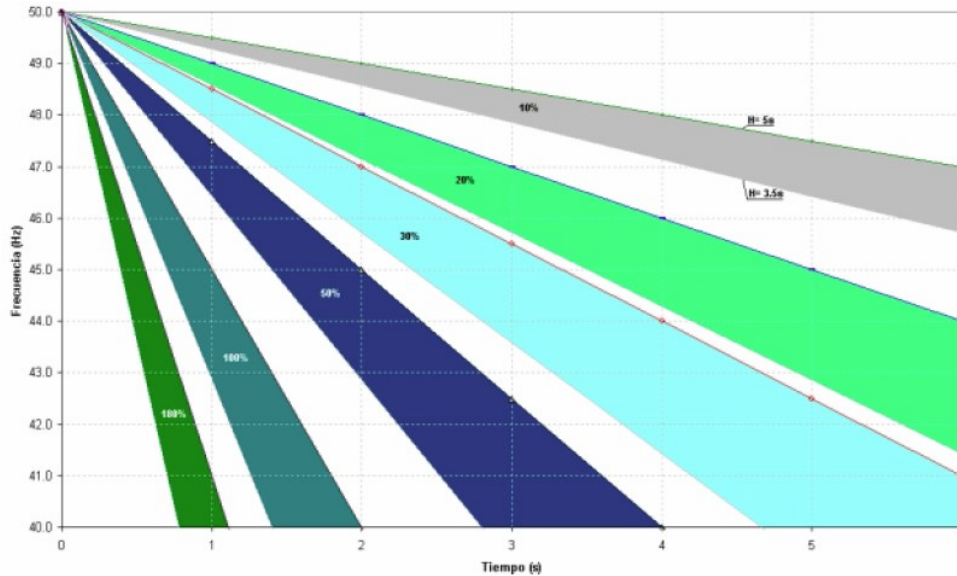
Cuando sale de servicio en forma intempestiva una unidad generadora, se pierde el

balance entre potencias, y $\sum_{i=1}^n P_{mi} < \sum_{i=1}^n P_{ei}$ ($P_{mA} < P_{eA}$).

Si se desprecia el factor de amortiguación K_D (o si se considera solamente el inicio de la perturbación), el andamiento de la frecuencia es $\frac{d\omega_A}{dt} \approx \frac{P_{mA} - P_{eA}}{M_A}$ con lo que

$$\frac{df_A}{dt} \approx \frac{P_{mA} - P_{eA}}{2H_A} f_0 \Rightarrow f_A \approx \left(1 + \frac{P_{mA} - P_{eA}}{2H_A} t \right) f_0 \quad \text{con } P_{mA} - P_{eA} < 0$$

La frecuencia del sistema comienza a disminuir pues el andamiento de la frecuencia tiene pendiente negativa $\frac{P_{mA} - P_{eA}}{2H_A}$ (paramétrica en la inercia H_A y en la sobrecarga $P_{eA} - P_{mA}$).



Andamiento de la frecuencia en el período inicial del transitorio de pérdida de carga (paramétrico en H y Pe-Pm).

SEGUNDO CASO. PÉRDIDA DE CARGA.

Para el caso en que sale de servicio en forma intempestiva una carga, se pierde el balance entre potencias, pero ahora $\sum_{i=1}^n P_{mi} > \sum_{i=1}^n P_{ei}$ ($P_{mA} > P_{eA}$);

Sigue valiendo la ecuación $f_A \approx \left(1 + \frac{P_{mA} - P_{eA}}{2H_A} t \right) f_0$ con pendiente $\frac{P_{mA} - P_{eA}}{2H_A}$.

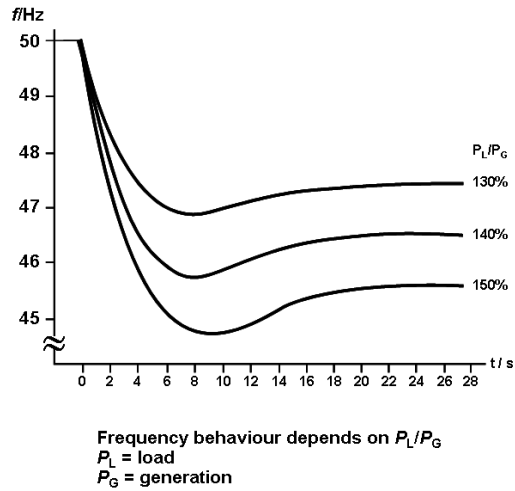
Pero en este segundo caso la frecuencia del sistema comienza a aumentar y pues el andamiento de la frecuencia tiene pendiente positiva ya que $P_{mA} - P_{eA} > 0$.

Como ya fue indicado, esto corresponde a una simplificación del modelo de la dinámica del sistema.

La ecuación de swing ya es una simplificación de la dinámica electromecánica de los generadores síncronos y a ella se le agregan simplificaciones como despreciar el coeficiente K_D (o lo que es similar en la ecuación, considerar sólo el inicio de la perturbación en que ω_A es mucho menor que ω_0).

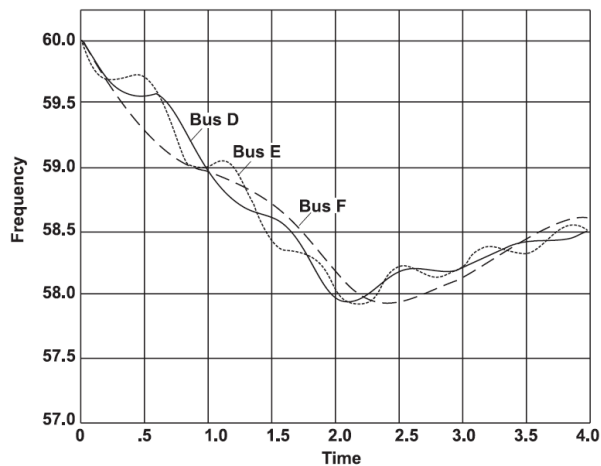
Por ello la ecuación y gráfica anterior describen satisfactoriamente el andamiento de la frecuencia sólo en el período inicial del transitorio.

Un sistema con un desbalance entre generación y carga, si no pierde su estabilidad llega a una frecuencia mínima y posteriormente recupera una frecuencia estable, como se indica en la siguiente figura.



En verdad la frecuencia no es única en todo el sistema (se consideró anteriormente el comportamiento del centro de inercia o comportamiento promedio); los distintos generadores o grupos de generadores oscilan unos contra otros.

Las distintas barras del sistema tienen comportamientos levemente distintos como se muestra en la siguiente figura



y su ecuación genérica es

$$f_{bus}(t) = f_{nom} + \left(\frac{df}{dt}, sys. avg. \right) t + (A \cdot \sin(2\pi f_a t + \alpha) + B \cdot \sin(2\pi f_b t + \beta) + \dots)$$

con las f_i normalmente entre 0,2 y 5 Hz.

PROTECCIONES DE FRECUENCIA Y ACCIONES CLÁSICAS DE DISPARO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA.

PROTECCIÓN DE GENERADORES.

Los generadores eléctricos y sus turbinas (plantas motrices) pueden resultar dañados si, estando cargados, funcionan fuera de su frecuencia nominal. Es por ello que los generadores cuentan con protecciones propias de sobre y subfrecuencia (que operan por nivel o frecuencia absoluta ($f^{<>}$)), que los desconectan del sistema eléctrico si la frecuencia es inadmisibles para ellos.

Los conjuntos generador - turbina a vapor tienen rangos admisibles de frecuencia mucho más estrictos que los con turbinas hidroeléctricas.

Cuando sale de servicio en forma intempestiva una unidad generadora, se pierde el balance entre potencias y como se vio, la frecuencia del área comienza a disminuir.

Cuando hay una rápida caída de la frecuencia, la respuesta de los controles de los generadores del sistema es insuficiente y lenta a la hora de frenar la caída de frecuencia.

Y es posible que se llegue a los umbrales de disparo de las protecciones de subfrecuencia de algunos generadores. Si esos generadores son retirados del sistema por sus protecciones de frecuencia, la situación del sistema empeoraría (se incrementaría el desbalance de potencias) y la velocidad de la caída de frecuencia aumentaría, llevando a más salidas de generadores por subfrecuencia y al sistema al apagón.

PROTECCIÓN DEL SISTEMA.

Por lo antes visto son necesarias acciones complementarias de emergencia para que la frecuencia no llegue a los umbrales antes mencionados.

La principal protección sistémica automática para prevenir apagones luego de salidas intempestivas de unidades generadoras son los esquemas de disparo de carga por subfrecuencia (*underfrequency load shedding*).

La dinámica del sistema ante una pérdida de generación depende fuertemente de las condiciones iniciales de operación, la importancia de la contingencia intempestiva, la respuesta de los sistemas de control, etc., por lo que por métodos clásicos es trabajosa la determinación de la cantidad mínima de carga a disparar.

El diseño clásico del disparo de carga por subfrecuencia utiliza relés de protección ubicados en distintas subestaciones, cuyo principio de operación es la detección de subfrecuencia por:

- nivel o frecuencia absoluta ($f^{<}$), o
- derivada o pendiente de la frecuencia ($df/dt^{<}$), o
- combina ambos principios en el mismo relé.

La idea es disparar carga (*load shedding*) en la cantidad mínima necesaria y no más, para mantener el sistema de potencia estable.

El disparo insuficiente de carga, no evitará que la caída de la frecuencia continúe.

El disparo excesivo de carga, producirá cortes innecesarios a ciertas cargas.

La protección por subfrecuencia ($f <$) puede ser temporizada o instantánea y para operar la frecuencia debe haber descendido hasta el umbral ajustado $f = f_{aj}$ (la subfrecuencia se detecta ya avanzado el fenómeno).

Sin embargo la protección por derivada de la frecuencia ($df/dt <$), que también puede ser temporizada o instantánea, detecta en etapas tempranas del fenómeno (la mayor pendiente es al principio del fenómeno de pérdida de generación).

Por otra parte, en los casos de sobrefrecuencia, si se requieren acciones de protección sistémica, estas son disparo o desconexión de generación (*generator rejection*).

Ver el capítulo siguiente, en que se ve como la protección de sobrefrecuencia ($f >$) de los generadores síncronos puede colaborar en ese sentido.

La coordinación de las acciones los sistemas WAP de frecuencia no requieren de sistemas de comunicación, ya que se basa en equipos (o funciones) y acciones locales en distintas subestaciones, equipos autónomos entre sí.

La coordinación se logra en los estudios de diseño y proyecto del sistema en que se determinan los ajustes de las funciones de frecuencia y montos de carga a disparar, etc.

PROTECCIONES DE FRECUENCIA. INTERACCIÓN CON GENERADORES SÍNCRONOS.

Carga > Generación \Rightarrow subfrecuencia

- Subfrecuencia es crítica en turbinas de vapor.
- Si las protecciones de subfrecuencia del generador lo sacan de servicio, el déficit de generación es mayor y el problema empeora.
- La subfrecuencia puede disminuir el rendimiento de servicios auxiliares de generadores (ventiladores, bombas) y hacer que los generadores también salgan de servicio.

Generación > Carga \Rightarrow sobrefrecuencia

- La sobrefrecuencia no es tan crítica para el sistema, en el sentido de que si un generador sale de servicio por su protección de sobrefrecuencia, la generación total disminuye.
- Pero si esa disminución de generación es demasiado grande (salida de varios generadores), puede ocurrir que Carga > Generación \Rightarrow subfrecuencia

PROTECCIONES DE FRECUENCIA. ACCIONES POSIBLES DE WAP (WIDE AREA PROTECTION).

- Disparo de carga (*load shedding*). Coordinado con las funciones $f <$ de los generadores.
- Disparo de líneas de interconexión ($f <$).
- Arranque de generadores hidráulicos si la frecuencia cae un poco.
- Pasar los generadores hidráulicos de modo compensador a generador.
- Formar islas “locales” para los generadores térmicos (preservarlos en servicio).
- Disparo de generadores hidráulicos ante $f >$ (*generator rejection*), para evitar la salida de generadores térmicos (preservarlos en servicio).
- Conexión de carga si hay *overshot* (sobrefrecuencia) luego de las acciones por una subfrecuencia.
- ¿Generación distribuida (DG) o dispersa, recursos distribuidos (DR) y FACTS (Flexible AC Transmission Systems) pueden aportar P?