

Calidad de la Energía Eléctrica

Manuel Pérez Donación

Universidad de Vigo



CAPÍTULO 3

Variaciones de Frecuencia

3.1. VARIACIONES DE FRECUENCIA.

Según la norma UNE-EN 50160 se define la **frecuencia** de la tensión de alimentación como la tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión de alimentación, medida durante un intervalo de tiempo determinado. Cualquier cambio sobre ésta (50 Hz ó 60Hz), sobrepasando ciertos límites constituye una **variación de frecuencia**.

La frecuencia en un sistema trifásico de corriente alterna, está directamente relacionada con el número de revoluciones por minuto de los alternadores que generan la electricidad, lo cual quiere decir que todos los alternadores conectados a una misma red están girando en sincronismo a la misma velocidad angular eléctrica, de acuerdo con la fórmula:

$$f = \frac{p \cdot n}{60} \quad (3.1)$$

Siendo:

f = frecuencia

p = número de pares de polos del alternador

n = velocidad de giro en revoluciones por minuto.

3.2. LÍMITES

Según la UNE-EN 50160, la **frecuencia nominal** de la tensión de alimentación, en España y otros muchos países, debe ser de **50 Hz**. En condiciones normales de operación, el valor de la frecuencia fundamental medida en períodos de 10s debe situarse en los intervalos siguientes:

-  Redes acopladas por conexión síncrona a un sistema interconectado:
 - 50 Hz ± 1 % (es decir de 49,5 a 50,5 Hz) durante el 95 % de una semana
 - 50 Hz + 4 % / - 6 % (de 47 a 52 Hz) durante el 100 % de una semana
-  Para redes sin conexión síncrona a un sistema interconectado (redes que existen en sistemas aislados de la red general):
 - 50 Hz ± 2 % (de 49 a 51 Hz) durante el 95% de una semana
 - 50Hz ± 15 % (de 42,5 a 57,5 Hz) durante el 100% de una semana

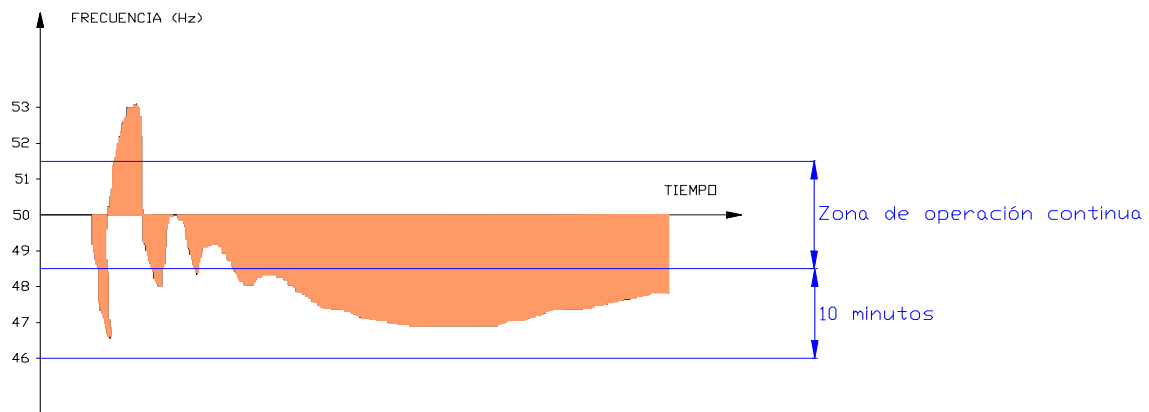


Figura 3.1.- Simulación de un transitorio de frecuencia

3.3. CAUSAS.

Se dice que existen variaciones de frecuencia en un sistema eléctrico cuando se produce una alteración del equilibrio entre carga y generación.

En condiciones normales de funcionamiento existe un equilibrio entre la capacidad generadora y la demanda de carga, aunque este equilibrio se puede descompensar por variaciones bruscas de carga, para ello, en la red de distribución se mantiene una reserva de energía rodante, es decir, una capacidad no utilizada que puede compensar estas variaciones bruscas y mantener la frecuencia dentro de los márgenes del apartado anterior.

No obstante, son posibles condiciones excepcionales en las que se produzca un desequilibrio importante entre la generación y la carga, dando lugar a una variación de la frecuencia.

Se pueden dar los dos casos siguientes:

- **La carga es superior a la generación:**

En este caso, la frecuencia disminuye. Su velocidad de caída dependerá de la reserva de energía rodante y de la constante de inercia del conjunto de los generadores conectados a la red.

En tales condiciones, si la disminución de la frecuencia se sitúa por encima del margen de tolerancia y los sistemas de regulación no son capaces de responder de forma suficientemente rápida para detener la caída de la misma, puede llegar a producirse un colapso en el sistema. La recuperación del mismo se lograría mediante un deslastre rápido, selectivo y temporal de cargas. Asimismo, un incremento brusco de la carga hará que los alternadores pierdan algo de velocidad; en tales casos, los sistemas de regulación de los alternadores detectan esas variaciones de velocidad y suministran energía mecánica adicional a las turbinas.

Así, el incremento de la carga se reparte entre todos los generadores conectados a la red y se alcanza un nuevo equilibrio entre carga y generación.

- **La carga es inferior a la generación:**

En este caso, la frecuencia aumenta. El equilibrio se restablece mediante un proceso análogo al anterior, actuando sobre los sistemas de regulación de los alternadores para disminuir su capacidad de generación. El equilibrio se alcanza de forma mucho más sencilla que en el caso anterior.

La relación entre la variación de carga y la variación de frecuencia depende del número de generadores conectados a la red. Es más desfavorable en sistemas aislados, que en grandes redes interconectadas.

Así, en el sistema interconectado europeo en el que se encuentra integrada la red española, se obtienen valores del orden 12.000 MW/Hz, es decir, hace falta un cambio de carga de 1.200 MW para que se produzca una variación de frecuencia de 0,1 Hz. En un sistema aislado de 120 MVA, este valor sería del orden de 60 MW/Hz.

3.4. MEDIDA

Según la IEC 61000-4-30 (Clase A), la medida de frecuencia se obtiene cada 10s, como relación entre los ciclos enteros contados en un intervalo de 10s, y su duración total (que será ligeramente inferior a 10s si la frecuencia es distinta a 50 Hz). Los ciclos no completos se descartan. Hay que minimizar los efectos de múltiples pasos por cero de la señal, mediante los filtros adecuados.

La exactitud en la medida para equipos de clase A debe ser $\pm 0,01$ Hz.

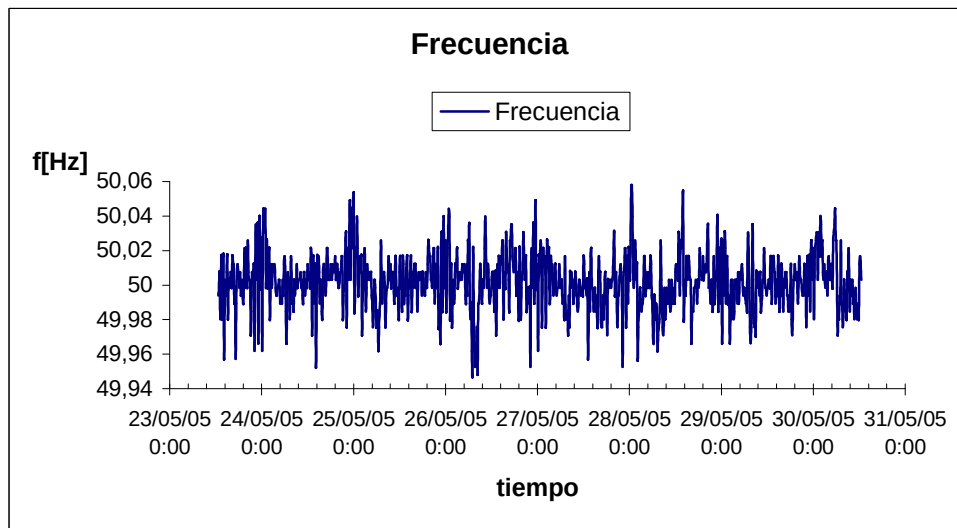


Figura 3.2. Representación gráfica de la medida de frecuencia en una industria de elaboración de forjados para la construcción

3.5. EFECTOS QUE PRODUCEN

Los principales efectos de las variaciones de frecuencia son:

- Variación de velocidad de las máquinas rotativas.
- Los motores transmiten más o menos potencia.
- Los relojes eléctricos sincronizados con red, atrasan o adelantan.
- Los filtros de armónicos sufren un efecto “desintonizador”.
- Los equipos electrónicos que utilizan la frecuencia como referencia de tiempo se ven alterados.
- Las turbinas de las centrales eléctricas se encuentran sometidas a fuertes vibraciones, (resonancias mecánicas), que suponen un severo esfuerzo de fatiga en los alabes.
- Posibles problemas en el funcionamiento de instalaciones de autogeneración.

3.6. MÉTODOS DE PREVENCIÓN Y CORRECCIÓN

3.6.1. Regulador de velocidad de la turbina.

La necesidad de equilibrar la potencia entregada a la turbina, por el agua en turbinas hidráulicas y por el vapor en las térmicas, con la demanda eléctrica incluyendo las pérdidas hace indispensable regular permanentemente la admisión de la turbina. Todo cambio de carga afecta inicialmente a la energía cinética, provocando que la velocidad de las máquinas y con ello la frecuencia en la red disminuya en el caso que la carga crezca y viceversa.

Para un correcto funcionamiento de las máquinas eléctricas, es necesario que funcionen lo más cercano a la frecuencia nominal. De no ser así, podría ocurrir que las centrales dejaran de operar en márgenes aceptables, por la menor velocidad de las bombas, ventiladores y otros elementos eléctricos, reduciéndose la potencia que entregan lo que provocaría que fuera necesario desconectar consumos con el fin de recuperar los niveles de frecuencia aceptables.

En primer lugar se analizará el regulador de velocidad de la turbina que está compuesta por los siguientes dispositivos:

- Un sistema de medida que detecta las variaciones de velocidad (tacómetro).
- Un servomecanismo capaz de transformar la señal del sistema de medida en la acción de variar la admisión de la turbina.
- Órganos de regulación: válvulas, alabes, deflectores son los encargados de realizar la regulación propiamente tal.
- Un dispositivo de amortiguación que reduzca las oscilaciones del conjunto.

En la figura 3.3., se muestra un esquema de este sistema de regulación.

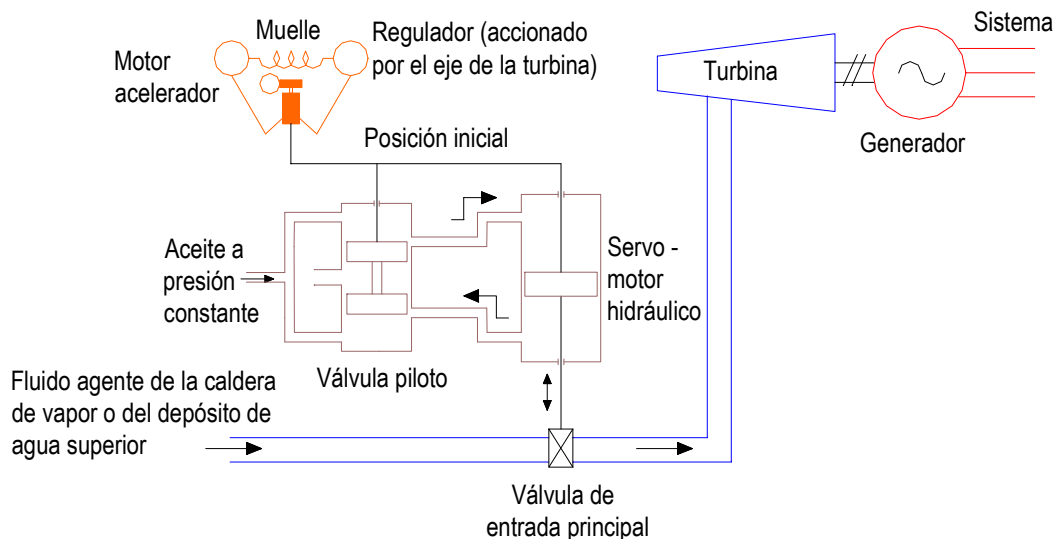


Figura 3.3. Sistema de control empleando el regulador de Watt como dispositivo sensible y un servo sistema hidráulico para hacer funcionar la válvula de alimentación principal. Los mecanismos del motor acelerador determinan el ajuste inicial de la posición del regulador.

Hasta hace poco tiempo, las variaciones de velocidad angular de la turbina eran controladas la mayoría de las veces utilizando como elemento sensible un regulador centrífugo de Watt. En este tipo de regulador,

dos pesos se mueven radialmente alejándose del eje cuando su velocidad de rotación aumenta y así actúan moviendo un manguito sobre un vástago central.



Fig. 3.4. Regulador de Watt

El movimiento de este manguito se transmite, mediante un mecanismo de palanca, al pistón de una válvula piloto y mediante dicho mecanismo se hace funcionar el servomotor.

En este mecanismo existe una zona muerta, es decir, la velocidad debe cambiar en una cierta cantidad antes de que la válvula comience a funcionar, debido al rozamiento y al punto muerto del retroceso mecánico. El tiempo empleado por la válvula principal para moverse debido a los retrasos en los sistemas de la válvula piloto hidráulica y del servo-motor es apreciable, de 0,2 a 0,3.

Una característica importante del sistema de regulación es el mecanismo mediante el cual la posición del manguito del regulador y, por lo tanto, las posiciones de la válvula principal pueden variarse y ajustarse independientemente de su actuación debido a la variación de velocidad. Esto se realiza mediante el variador de velocidad o motor acelerador como a veces se le denomina. El efecto de este ajuste consiste en la producción de una familia de características paralelas. De aquí que la potencia de salida del generador a una velocidad determinada pudiese ajustarse según nuestra voluntad y esto tiene una importancia extrema cuando se ha de funcionar con economía óptima.

Las turbinas cuentan con un control de emergencia que cierra la admisión en el caso de pérdida total de la carga con el fin de evitar el posible embalamiento, este cierre ocurre a velocidades preestablecidas.

Hasta no hace muchos años, todo el control de frecuencia y tensión de una central de producción de energía eléctrica se supervisaba desde el despacho de maniobras que se encontraba situado en el propio edificio de la central y que disponía, como se puede ver en la figura 3.5., de un gran número de elementos y medidores analógicos.



Figura 3.5. Antiguo despacho de operaciones de una central hidroeléctrica

En la actualidad, gracias a la evolución experimentada por los semiconductores de potencia y los computadores, PLCs, etc, la gran mayoría de las centrales de producción de energía eléctrica se encuentran teleoperadas (controladas a distancia), así en la mayoría de los casos ya no disponen de despacho de maniobras propio y en los despachos de maniobras modernos, como se puede ver en la figura 3.6., desde los cuales se puede controlar un buen número de centrales, no faltan los computadores.



Figura 3.6. Despacho moderno de control de un buen número de centrales hidroeléctricas

Las excitatrices que suministraban la corriente continua necesaria para realizar la excitación del devanado inductor, el cual tiene la misión de crear el campo magnético que precisa para su funcionamiento el alternador síncrono, fueron sustituidas en gran parte por convertidores con semiconductores de potencia del tipo de: tiristores, IGBTs, IGCTs, etc, los cuales permiten poder realizar un control de la excitación más preciso.

Por otra parte, y en lo que al regulador de velocidad de la turbina se refiere, aunque no resulta posible eliminar los elementos mecánicos necesarios, se ha sustituido el regulador centrífugo de Watt, que permitía medir las variaciones de velocidad angular de la turbina, por dispositivos de medida electrónicos que permiten además realizar un tratamiento digital de la información. Todas las señales de control se canalizan a las correspondientes tarjetas situadas en armarios apropiados (Figura 3.7.).

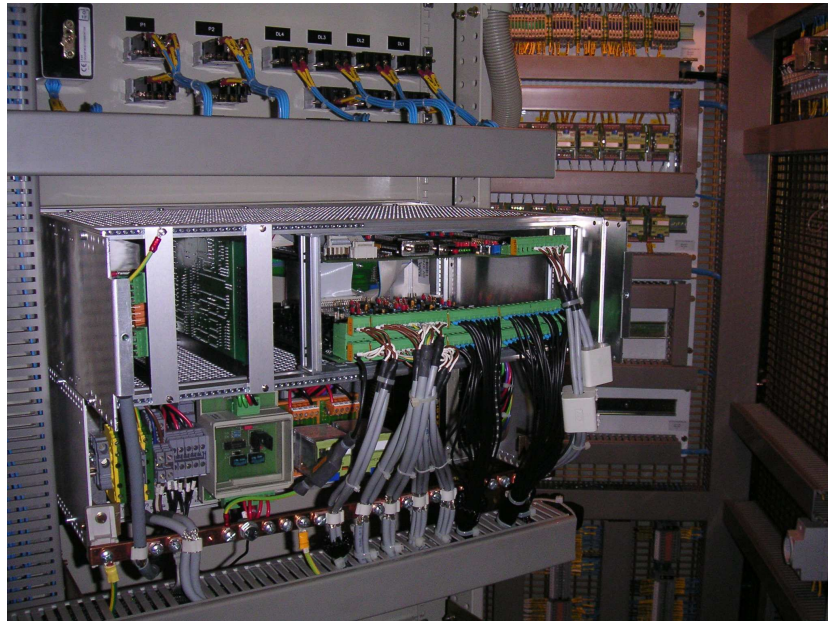


Figura 3.7. Armario donde se sitúa parte del hardware apropiado para el control

3.6.2. Métodos de prevención y corrección en redes de distribución.

Así pues, existen distintos mecanismos de regulación unos manuales y otros automáticos y estos mecanismos pueden estar limitados a un determinado generador, es decir, a la central eléctrica o instalados para regular los sistemas interconectados, obviamente a mayor nivel de redes más complejos y sofisticados serán estos mecanismos.

Como método de prevención ante variaciones transitorias de frecuencia que pudieran afectar gravemente a las cargas conectadas a una red de distribución eléctrica, se recomienda disponer de un sistema de deslastre por frecuencia, es decir, que parte de la carga o de la generación se desconecte bien de forma automática o manual tan pronto como sea posible, evitando apagones prolongados.