



5.2. Uso de tecnologías de almacenamiento para servicios auxiliares y su potencial para la mitigación del cambio climático.

Apéndice A Control de generación

Julio, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



**Danish Energy
Agency**



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Directorio

María Amparo Martínez Arroyo, PhD

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Claudia Octaviano Villasana, PhD

Coordinadora General para la Mitigación del Cambio Climático

Eduardo Olivares Lechuga, Eng.

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Roberto Ulises Ruiz Saucedo, Eng.Dr.

Director Adjunto de Innovación y Transferencia de Tecnología

Loui Algren, M.Sc.

Asesor del Organismo de Energía de Dinamarca

Amalia Pizarro Alonso, PhD

Asesora del Programa de Asociación México-Dinamarca para la Energía y el Cambio Climático

Este informe es parte del estudio:

Hoja de ruta tecnológica y potencial de mitigación del almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos en México

Redactado por:

Juan M. Ramirez Arredondo, PhD

Consultor, COWI, Programa México-Dinamarca para la Energía y el Cambio Climático

Por encargo de INECC con apoyo del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Bld. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>

Apéndice A

Control de generación

A.1 Introducción

El control de las unidades generadoras fue el primer problema que se enfrentó en la operación de los sistemas eléctricos. Los métodos desarrollados para el control de generadores individuales y las interconexiones extensas juegan un papel vital en los centros de control de energía modernos.

Los flujos de potencia activa y reactiva en un sistema de transmisión se consideran independientes entre sí y están influenciados por diferentes acciones de control. El control de la potencia activa está estrechamente relacionado con el control de la frecuencia y el control de la potencia reactiva está estrechamente asociado con el control de la tensión (Kundur, 1994). Como la frecuencia y la constancia de la tensión son factores esenciales para determinar la calidad del suministro de energía, el control de la potencia activa y reactiva es vital para el funcionamiento satisfactorio del sistema de energía.

Este apéndice se centra en el control de frecuencia y potencia activa, específicamente en el problema de frecuencia de carga.

Un generador impulsado por una turbina de vapor se puede representar como una gran masa rodante con dos pares opuestos que actúan sobre el eje de rotación. Como se muestra en la Figura A.1, el par mecánico, T_{mech} , trabaja para aumentar la velocidad de rotación, mientras que el par eléctrico, T_{elec} , actúa para disminuirlo. Cuando T_{mech} y T_{elec} son iguales en magnitud, la velocidad angular será constante. Si la carga eléctrica aumenta de modo que T_{elec} es mayor que T_{mech} , todo el sistema de rodadura comenzará a frenar (Kundur, 1994), (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996).

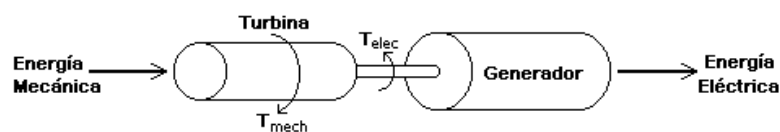


Fig. A.1 Pares mecánicos y eléctricos en una unidad generadora.

Este proceso se repite a menudo en un sistema de energía porque las cargas cambian continuamente. Dado que hay muchos generadores que suministran energía al sistema de transmisión, se deben proporcionar algunos medios para asignar los cambios de carga en los generadores. Se dictan una serie de acciones de control a las unidades generadoras para lograr esto. Un regulador en cada unidad mantiene su velocidad, mientras que un control suplementario, generalmente administrado en un centro de control remoto, actúa para asignar la generación.

A.2 Modelo generador

Se definen los siguientes términos:

ω es la velocidad angular (rad / s)

α es la aceleración angular (rad / s²)

δ es el ángulo de fase de la máquina giratoria (rad)

T_{net} es el par de aceleración neto en una máquina

T_{mech} es el par mecánico ejercido sobre el rotor por la turbina

T_{elec} es el par eléctrico ejercido sobre el rotor por el generador.

P_{net} es la potencia de aceleración neta

P_{mech} es la entrada de energía mecánica

P_{elect} es la salida de energía eléctrica

I es el momento de inercia de la máquina

H es la constante de inercia de la máquina

M es el momento angular de la máquina

De ahora en adelante, se asume que todas las cantidades (excepto el ángulo de fase) estarán por unidad en base a los datos nominales de la máquina o, en el caso de ω , en la frecuencia base estándar del sistema. Entonces, por ejemplo, M está en potencia por unidad/frecuencia por unidad/segundo.

A continuación, nos interesan las desviaciones de cantidades alrededor de sus valores de estado estacionario. Todos los valores nominales o de estado estacionario tendrán un subíndice "0" (ejemplo: T_{net0}), y todas las desviaciones del valor nominal se designarán con un Δ (ejemplo: ΔT_{net}). Algunas relaciones necesarias son:

$$I\alpha = T_{net} \quad (A.1)$$

$$M = 2H = \omega I \quad (A.2)$$

$$P_{net} = \omega T_{net} = \omega(I\alpha) = M\alpha \quad (A.3)$$

Para empezar, se considera solo una máquina rotativa. Suponiendo que el dispositivo tiene una velocidad estable de ω_0 y un ángulo de fase δ_0 . Debido a perturbaciones mecánicas y eléctricas, el rotor estará sujeto a diferencias de torque mecánicas y eléctricas, lo que hará que se acelere o desacelere.

La desviación del ángulo de fase, $\Delta\delta$, es igual a la diferencia del ángulo de fase entre la máquina sujeta a aceleración constante α y un eje de referencia giratorio que gira a velocidad ω_0 (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996).

La desviación en la velocidad nominal, $\Delta\omega$, se puede expresar como,

$$\Delta\omega = \alpha t = \frac{d}{dt}(\Delta\delta) \quad (\text{A.6})$$

A partir de la segunda ley de Newton, se puede expresar en el operador de Laplace como (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996), (F. Aboytes et al, 1990), (F. Aboytes, 1985), Fig. A.2.

$$\Delta P_{mech} - \Delta P_{elec} = Ms\Delta\omega \quad (\text{A.17})$$

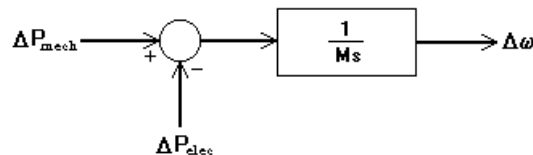


Fig. A.2 Relación entre potencia mecánica y eléctrica y cambio de velocidad.

Dentro del rango de estudio para la variación de velocidad, la potencia mecánica de la turbina es principalmente una función de la posición de su válvula o compuerta, e independiente de la frecuencia.

Las unidades de M son vatios por radianes por segundo cuadrado. La potencia por unidad siempre se usará sobre la velocidad por unidad por segundo, donde por unidad se refiere a los valores nominales de la máquina.

A.3 Modelo de carga

La carga de un sistema de energía consta de una variedad de dispositivos eléctricos. Algunos de ellos son puramente resistivos, otros son motores con características variables de frecuencia industrial y otros exhiben características bastante diferentes (Kundur, 1994), (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996), (F. Aboytes et al, 1990). La relación entre el cambio de carga debido al cambio de frecuencia está dada por,

$$\Delta P_{L(freq)} = D\Delta\omega \quad \circ \quad D = \frac{\Delta P_{L(freq)}}{\Delta\omega}$$

donde la constante de amortiguación de carga, D, se expresa como el cambio porcentual en la carga dividido por el cambio porcentual en la frecuencia (Kundur, 1994), (AJ Wood, BF Wollenberg, 1996), (F. Aboytes et al., 1990, (F. Aboytes, 1985). Por ejemplo, si la carga cambia en un 1,5% para un cambio de 1% en la frecuencia, entonces D sería igual a 1,5. Sin embargo, el valor de D utilizado para encontrar la respuesta dinámica del sistema debe cambiarse si la base de MVA del sistema es diferente del valor nominal de la carga.

Por tanto, el cambio neto en la potencia eléctrica, Pelec, en la figura A.2 (ecuación A.17) se convierte en

$$\Delta P_{elec} = \underbrace{\Delta P_L}_{\text{Cambio de carga No sensible a la Frecuencia}} + \underbrace{D\Delta\omega}_{\text{Cambio de carga Sensible a la Frecuencia.}} \quad (A.18)$$

Incluir esto en el diagrama de bloques da como resultado el nuevo diagrama que se muestra en la Fig. A.3 (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996), (F. Aboytes et al, 1990).

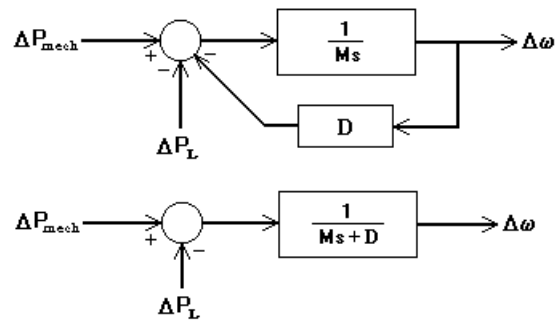


Fig.A.3 Diagrama de bloques de masa y carga rotativas como se ve desde la salida de la turbina

En ausencia de un regulador de velocidad, la respuesta del sistema a un cambio en la carga está determinada por la constante de inercia y la constante de amortiguación. La desviación de velocidad en estado estable es tal que el cambio de carga se compensa con precisión mediante la variación de carga sensible a la frecuencia.

Cuando dos o más generadores están conectados en una red de transmisión, se debe tener en cuenta la diferencia en el ángulo de fase a través de la red al analizar los cambios de frecuencia. Sin embargo, para el análisis del regulador, por conveniencia, se puede suponer que la frecuencia será constante en aquellas partes de la red que están estrictamente interconectadas. Luego, la masa giratoria de las turbinas y los generadores se puede unir en una masa giratoria equivalente, M_{equiv} , que es impulsada por la suma de las salidas mecánicas individuales de las turbinas (AJ Wood, BF Wollenberg, 1996), (F.Aboytes et al. , 1990). De manera similar, los efectos de todas las cargas se unen en una carga equivalente con coeficiente de amortiguamiento, D_{equiv} . La velocidad equivalente del generador representa la frecuencia del sistema y, por unidad, las dos son iguales. La velocidad y la frecuencia del rotor se usarán entonces indistintamente en el estudio del control de frecuencia de carga, Fig. A.5.

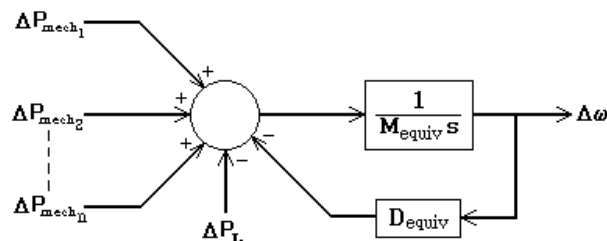


Fig.A.5 Sistema equivalente multiturbina-generador

A.4 Modelo de turbina

El motor principal que impulsa una unidad generadora puede ser una turbina de vapor o una turbina de agua. Los modelos de motor primario deben tener en cuenta las características del sistema de suministro de vapor y del sistema de control de la caldera en el caso de una turbina de vapor (*Kundur, 1994*), (*AJ Wood, BF Wollenberg, 1996*), (*F. Aboytes et al, 1990*)). El modelo más simple del motor primario, la turbina sin sobrecalentamiento, debe usarse entonces.

El modelo para una turbina sin sobrecalentamiento, que se muestra en la Figura A.6, relaciona la posición de la válvula que controla la emisión de vapor dentro de la turbina a la salida de la turbina.

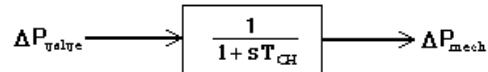


Fig.A.6 Principal modelo de motor

donde:

T_{CH} es la constante de tiempo "tiempo de carga".(valor típico = 0,3 s).

ΔP_{valve} es el cambio en la posición de la válvula desde la posición nominal por unidad.

El modelo combinado de la turbina, el generador y la carga para una sola unidad generadora se logra combinando la Figura A.3 y A.6, Figura A.7.

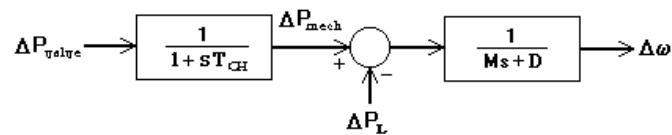
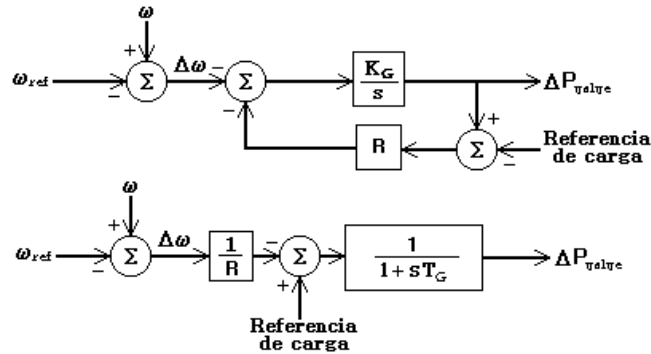


Fig.A.7 Modelo de turbina-generador-carga

A.5 Modelo regulador

Suponga que una unidad generadora funciona con potencia mecánica constante en la turbina. El resultado de cualquier cambio en la carga sería un cambio en la velocidad suficiente para hacer que la carga sensible a la frecuencia compense con precisión la diferencia de carga. Esta condición haría que la frecuencia estuviera fuera de los límites aceptables. Esto se resuelve colocando un mecanismo regulador que mide la velocidad de la máquina y ajusta la posición de la válvula de entrada. Esto modifica la salida de potencia mecánica para compensar los cambios de carga y restablecer la frecuencia a su valor nominal.

La figura A.11 ilustra el diagrama de bloques de un regulador con una ganancia neta de $1/R$ y una constante de tiempo T_G .



$$\text{where: } T_G = \frac{1}{K_G R}$$

Fig.A.11 Diagrama de bloques del regulador con caída de velocidad

El resultado de agregar un circuito de retroalimentación con ganancia R representa una característica, Fig. A.12. El valor de R determina la pendiente de la característica. Es decir, R determina el cambio en la potencia de salida de la unidad para un cambio dado en la frecuencia. R se establece en cada unidad de generación de modo que un cambio de 0 a 100% en la potencia de salida da como resultado el mismo cambio de frecuencia para cada unidad. Como resultado, un cambio en la carga eléctrica en el sistema será compensado por un cambio en la salida de las unidades generadoras proporcional a la capacidad nominal de cada unidad. (F. Aboytes et al., 1990), (F. Aboytes, 1985).

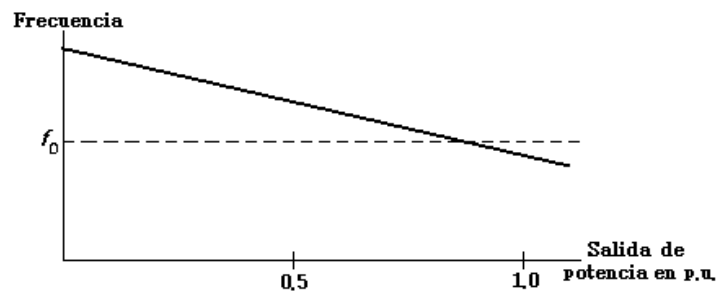


Fig. A.12 Características de la caída de velocidad

En este punto, se puede construir el diagrama de bloques: regulador, motor primario, masa rotatoria y carga, como se muestra en la Figura A.16 (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996), (F. Aboytes et al., 1990).

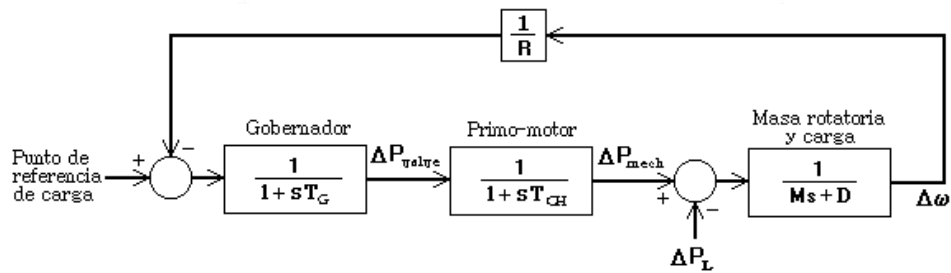


Fig. A.16 Diagrama de bloques del regulador, motor primario y masa rotatoria.

Si se conectaran varios generadores al sistema (cada uno con su propio regulador y motor primario), el cambio de frecuencia de estado estable sería,

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} + D} = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R_{eq}} + D} \quad (\text{A.23})$$

donde

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}}$$

$$\beta = \frac{-\Delta P_L}{\Delta\omega} = \frac{1}{R_{eq}} + D \quad (\text{A.24})$$

La característica de respuesta de frecuencia compuesta, β , se expresa generalmente en MW/Hz. A veces también se le denomina rigidez del sistema. El atributo compuesto de la regulación del sistema es $1/\beta$.

A.6 Modelo del enlace

La potencia que fluye a través de una línea de transmisión se puede aproximar mediante (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996),

$$P_{ieflow} = \frac{1}{X_{ie}}(\theta_1 - \theta_2) \quad (\text{A.25})$$

Ésta es la cantidad de flujo de enlace de estado estable. Para propósitos de análisis, Eq. A.25 se perturba para obtener desviaciones del flujo de potencia nominal en función de las desviaciones del ángulo de fase del valor nominal.

$$P_{tieflow} + \Delta P_{tieflow} = \frac{1}{X_{tie}} [(\theta_1 + \Delta\theta_1) - (\theta_2 + \Delta\theta_2)]$$

$$= \frac{1}{X_{tie}} (\theta_1 - \theta_2) + \frac{1}{X_{tie}} (\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) \quad (A.26)$$

Entonces

$$\Delta P_{tieflow} = \frac{1}{X_{tie}} (\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) \quad (A.27)$$

donde $\Delta\theta_1$ y $\Delta\theta_2$ convertirse en equivalentes a $\Delta\delta_1$ y $\Delta\delta_2$, Eq. A.6. Usando esta relación,

$$\Delta P_{tieflow} = \frac{T}{s} (\Delta\omega_1 - \Delta\omega_2) \quad (A.28)$$

donde $T = 377 \times 1/X_{tie}$ (60 Sistema Hz).

$\Delta\theta$ debe estar en radianes para que ΔP_{tie} esté en megavatios por unidad, pero $\Delta\omega$ es el cambio de velocidad en por unidad. Entonces tienes $\Delta\omega$ veces 377 rad/seg (la frecuencia base en rad/seg a 60 Hz). T es el coeficiente de "rigidez de la línea".

Suponga que tiene un sistema de energía interconectado, dividido en dos áreas, cada una con un generador. Las áreas están conectadas por una línea de transmisión. El flujo de energía en la línea de transmisión aparecerá como una carga positiva para un área y una carga igual, pero negativa para la otra, o viceversa, dependiendo de la dirección del flujo. La dirección del flujo estará determinada por el ángulo de fase relativo entre las áreas, que está determinado por las desviaciones de velocidad relativa en las regiones (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996). En la Figura A.18 se muestra un diagrama de bloques que representa esta interconexión

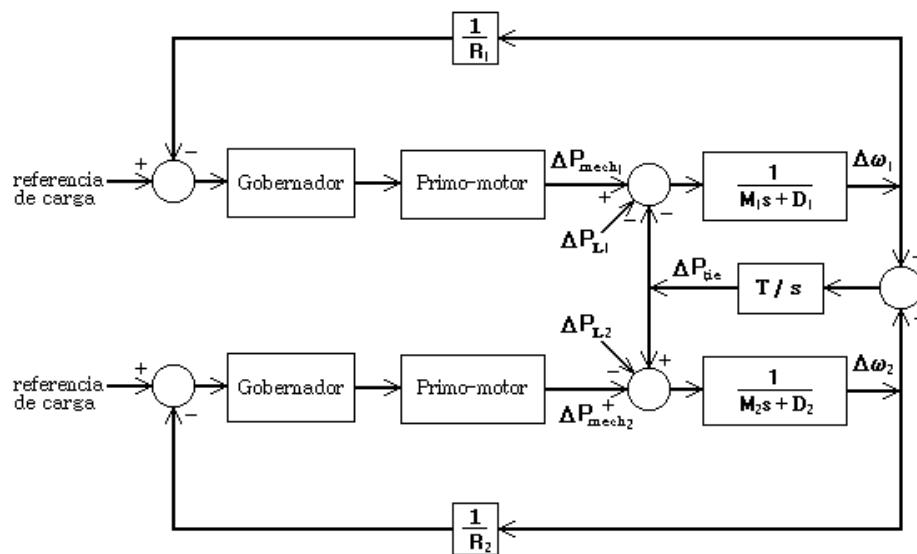


Fig. A.18 Diagrama de bloques de las áreas interconectadas

El flujo de potencia del enlace se ha definido como la salida del área 1 al área 2; entonces el flujo actúa como carga para el área 1 y como fuente de energía (carga negativa) para el área A. Si se supone que la potencia mecánica es constante, las masas giratorias y la línea de enlace exhiben características oscilatorias amortiguadas conocidas como oscilaciones de tiempo.

A.7 Control de generación

El Control de Generación Automática (AGC) es el nombre que se le da a un sistema de control que tiene tres objetivos principales:

1. Para mantener la frecuencia a un valor bastante cercano al valor nominal especificado (e.j. 60 Hz).
2. Para mantener la cantidad correcta de intercambio de energía entre las áreas de control.
3. Para mantener la generación en cada unidad al valor más económico (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996).

Los objetivos primarios 1 y 2 se refieren al control de frecuencia de carga (LFC) (Kundur, 1994), (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996), (N. Jaleeli et al, 1994).

A.7.1 Acción de control complementaria

Para comprender cada uno de los objetivos anteriores, se puede comenzar asumiendo que solo se está estudiando una unidad de generación, que suministra carga a un sistema eléctrico aislado. Como se muestra en la sección A.5, un cambio de carga produce un cambio de frecuencia con una magnitud que depende de la característica del regulador y las características de frecuencia de la carga del sistema. Una vez que ocurre un cambio de carga, un control suplementario debe actuar para restaurar la frecuencia a su valor nominal (Kundur, 1994), (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996), (F. Aboytes, 1985). Esto se puede lograr agregando un comando de reinicio (integral) al regulador, como se muestra en la Figura A.20.

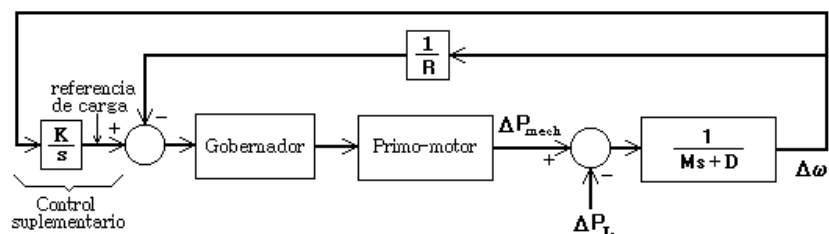


Fig. A.20 Control suplementario incluido en una unidad generadora

La acción de control de reinicio del control suplementario forzará el error de frecuencia a cero ajustando el punto de referencia de la velocidad. Esta acción de control es mucho más lenta que la acción de control de velocidad principal porque surte efecto después de que el control de velocidad central (que actúa en todas las unidades reguladas) haya estabilizado la frecuencia del sistema. El AGC luego ajusta los puntos de ajuste de carga de las unidades seleccionadas y, por lo tanto, su potencia de salida, para cancelar el efecto

de las características de control compuesto de frecuencia del sistema de potencia. Esto restablece la generación de todas las unidades que no están bajo AGC a su valor nominal.

A.7.2 Control de la Línea de Enlace

Hay varias razones por las que dos empresas interconectan sus sistemas. Uno es poder comprar o vender energía a sistemas vecinos cuyos costos operativos permitan tales transacciones (Kundur, 1994), (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996), (F. Aboytes et al, 1990). Además, incluso si no hay intercambio de energía entre sistemas cercanos, si un sistema pierde repentinamente una unidad generadora, las unidades a través de la interconexión experimentarán un cambio en la frecuencia y pueden ayudar a restaurar la frecuencia, Fig. A.21.

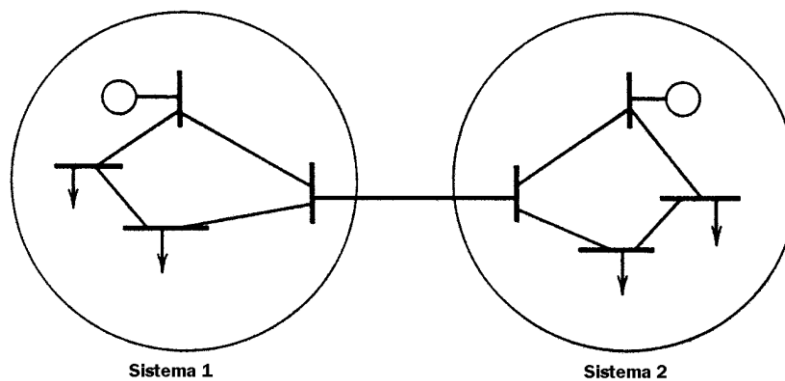


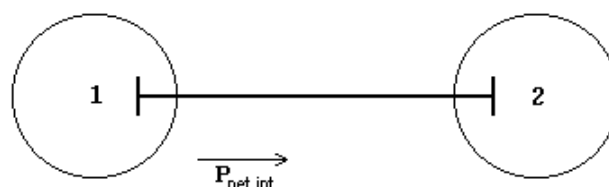
Fig. A.21 Sistema de dos áreas

Este control utilizaría dos piezas de información: la frecuencia del sistema y el flujo de potencia neta dentro o fuera de las líneas de enlace. Este esquema de control debería reconocer lo siguiente:

1. Si la frecuencia disminuye y el intercambio de energía neta que sale del sistema aumenta, entonces se ha producido un incremento de carga fuera del sistema.
2. Si la frecuencia disminuye y el intercambio de energía neta que sale del sistema disminuye, entonces se ha producido un aumento de carga dentro del sistema. Esto puede extenderse para los casos en que la frecuencia aumenta.

Un área de control se define como parte de un sistema interconectado en el que las reglas controlarán la carga y la generación en la Figura A.22. El límite del área son simplemente los puntos en la línea de enlace donde se mide el flujo de energía. Todas las líneas de enlace que cruzan la frontera deben calibrarse para poder calcular el intercambio de energía neta total del área de control.

Las reglas establecidas en la Figura A.22 se pueden implementar mediante un mecanismo de control que mide la desviación de frecuencia, $\Delta\omega$, y el cambio de potencia neta, $\Delta P_{net\ int}$.





ΔP_{L1} = Cambio de carga en el área 1

ΔP_{L2} = Cambio de carga en el área 2

Fig. A.22 Acciones de control de frecuencia de línea de enlace para un sistema de dos áreas

El cambio de generación requerido, llamado error de control de área o ACE, representa el cambio en la generación de área, requerido para restablecer la frecuencia y el intercambio neto a sus valores deseados (Kundur, 1994), (A.J Wood, B.F Wollenberg, 1996), (F Aboytes et al, 1990), (F. Aboytes, 1985). Las ecuaciones para el ACE de cada área son

$$\begin{aligned} ACE_1 &= -\Delta P_{netint_1} - B_1 \Delta \omega \\ ACE_2 &= -\Delta P_{netint_2} - B_2 \Delta \omega \end{aligned} \tag{A.35}$$

donde B1 y B2 se denominan factores de sesgo (Kundur, 1994), (A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 1996). En la Ec. A.34 los factores de sesgo se definen como:

$$\begin{aligned} B_1 &= \beta_1 = \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) \\ B_2 &= \beta_2 = \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) \end{aligned} \tag{A.36}$$

Que produce

$$\begin{aligned} ACE_1 &= \left(\frac{+\Delta P_{L_1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) - \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) \left(\frac{-\Delta P_{L_1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) = \Delta P_{L_1} \\ ACE_2 &= \left(\frac{-\Delta P_{L_1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) - \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) \left(\frac{-\Delta P_{L_1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) = 0 \end{aligned}$$

Este control se puede realizar utilizando el esquema de la Figura A.23. Los valores de B1 y B2 tendrían que cambiar cada vez que se agrega o elimina una unidad del sistema, para tener las cantidades exactas. En realidad, la acción integral del controlador suplementario garantiza la puesta a cero del ACE, incluso si B1 y B2 tuvieran un error.

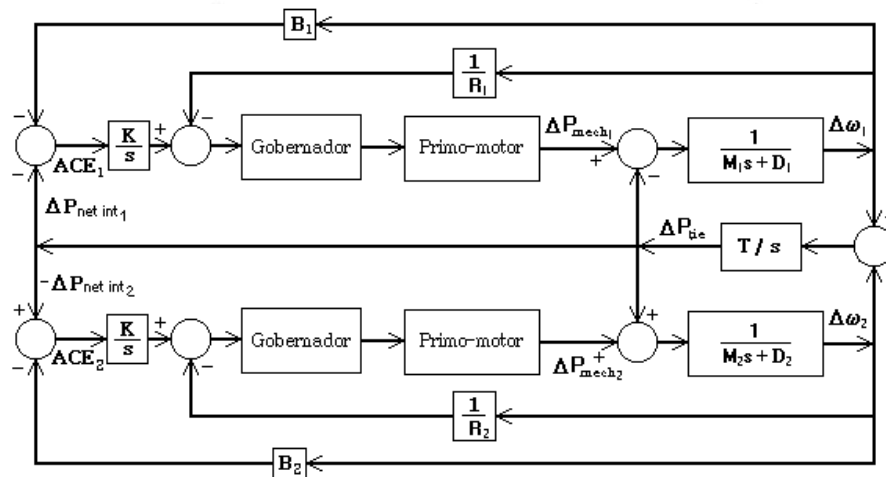


Fig. A.23 Control de tendencia de línea de enlace complementario para dos áreas

La descripción del control de la línea de unión mediante factores de tendencia se puede aplicar igualmente a sistemas con más de dos áreas. El intercambio planificado aplicable a cada región es la suma algebraica de los flujos de energía en todas las líneas de enlace desde el área en cuestión a otras áreas.

Referencias

- P. Kundur (1994). *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill.
- A. J. Wood, B. F. Wollenberg (1996). *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons.
- F. Aboytes et al (1990). *Control de Potencia Activa-Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia*, CFE CENACE.
- N. Jaleeli, L.S. VanSlyck, D. N. Ewart, L. H. Fink, A. G. Hoffmann (1992). *Understanding Automatic Generation Control*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No.3.
- F. Aboytes (1985). *Análisis del Control de Generación en Sistemas Eléctricos de Potencia Mediante Evaluaciones de Energía*. IEEE MEXICON-85, Monterrey, N. L.