

Fig. 4.10 Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas

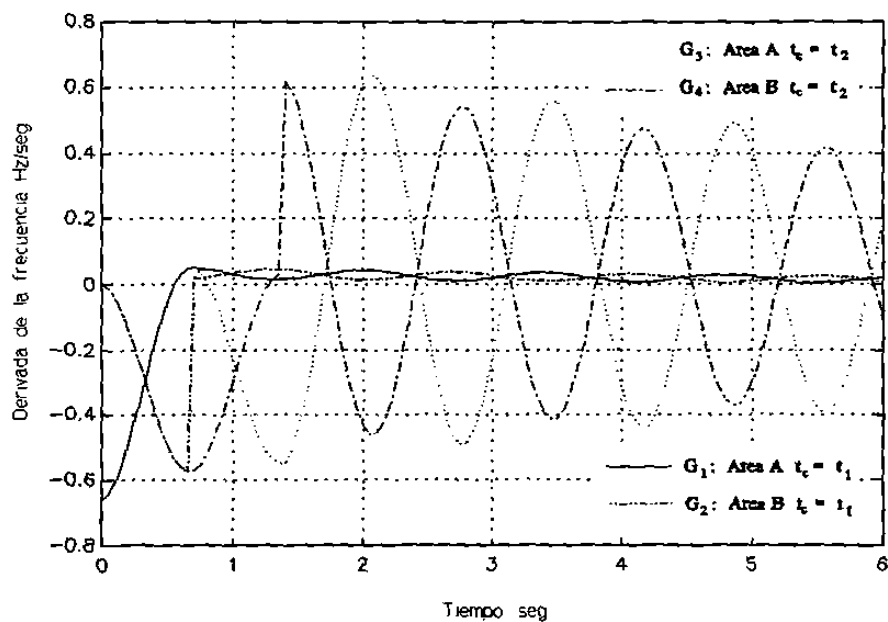


Fig. 4.11 Comportamiento de la derivada de la frecuencia

En la Figura 4.13 se muestran los instantes más adecuados para realizar el corte

de carga utilizando la información de la derivada de la frecuencia y el flujo en el enlace.

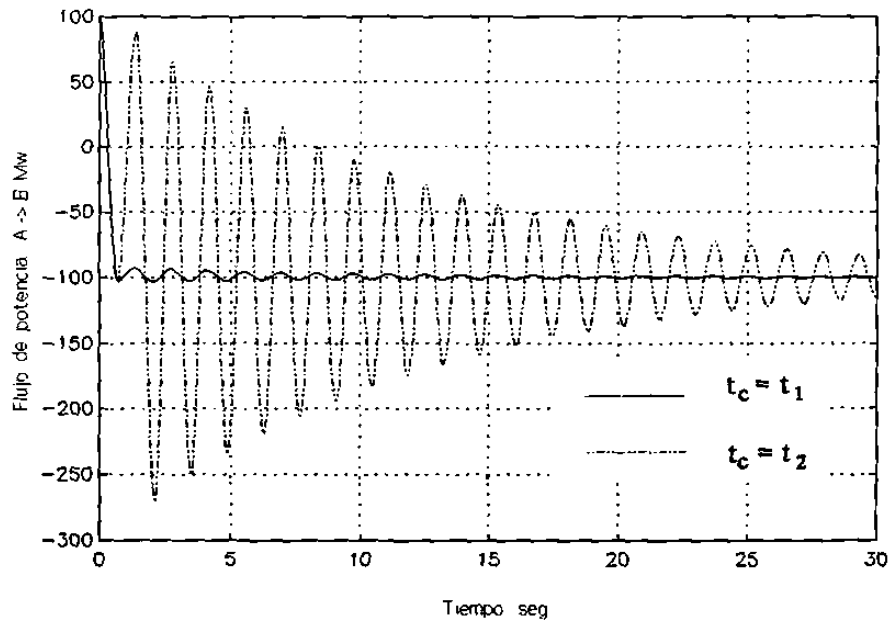


Fig. 4.12 Comportamiento del flujo en el enlace

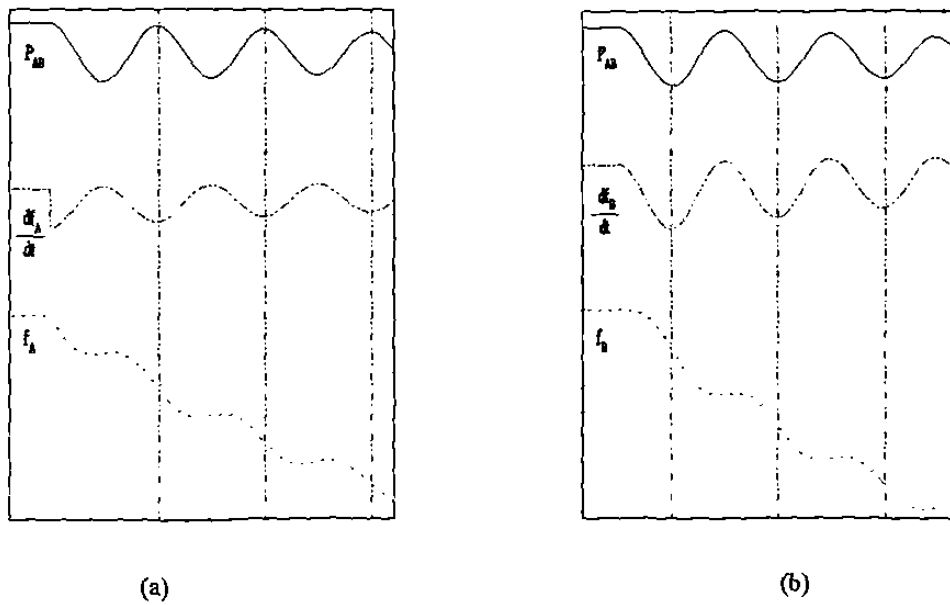


Fig 4.13 Instantes adecuados para realizar el corte de carga caso (disturbio en área exportadora),

(a) area con disturbio, (b) área sin disturbio

4.3.3 Disturbio y corte de carga en área importadora

En este caso el disturbio y el corte de carga ocurren en el área B, como se indica esquemáticamente en la Figura 4.14.

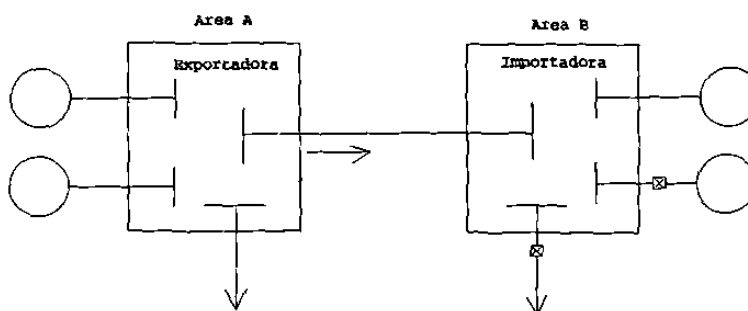


Fig. 4.14 Representación esquemática del disturbio y el corte de carga

El comportamiento de la frecuencia al realizar el corte de carga se muestra en la Figura 4.15, para los dos tiempos de corte (t_1 y t_2). Nuevamente se observa que el valor final de la frecuencia en las dos áreas es 60 Hz, en un caso con oscilaciones de amplitud considerable (G_3 y G_4) y el otro con oscilaciones mínimas (G_1 y G_2). La Figura 4.16 muestra el comportamiento de la derivada de la frecuencia para ambos casos de corte, se observa que si el corte se realiza cuando la pendiente es mínima, las oscilaciones de frecuencia son de amplitud pequeña, en cambio al realizar el corte cuando la pendiente es máxima, las oscilaciones de frecuencia son de gran amplitud. El comportamiento oscilatorio de la frecuencia se refleja en el flujo en el enlace, el cual se muestra en la Figura 4.17.

4.3.4 Disturbio en área importadora y corte de carga en área exportadora

En este caso se aplica el mismo disturbio en el área B, pero el corte se realiza en el área exportadora como se indica esquemáticamente en la Figura 4.18.

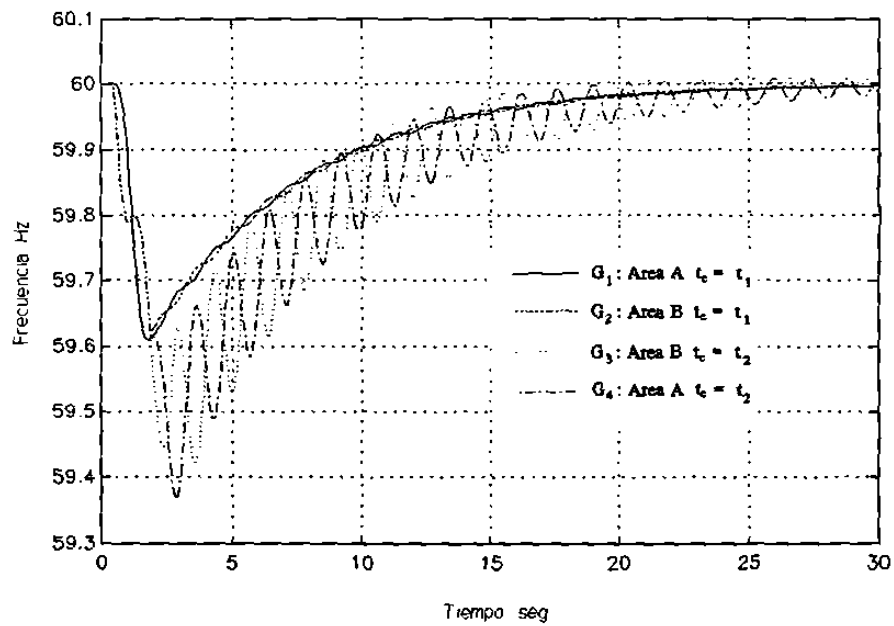


Fig. 4.15 Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas

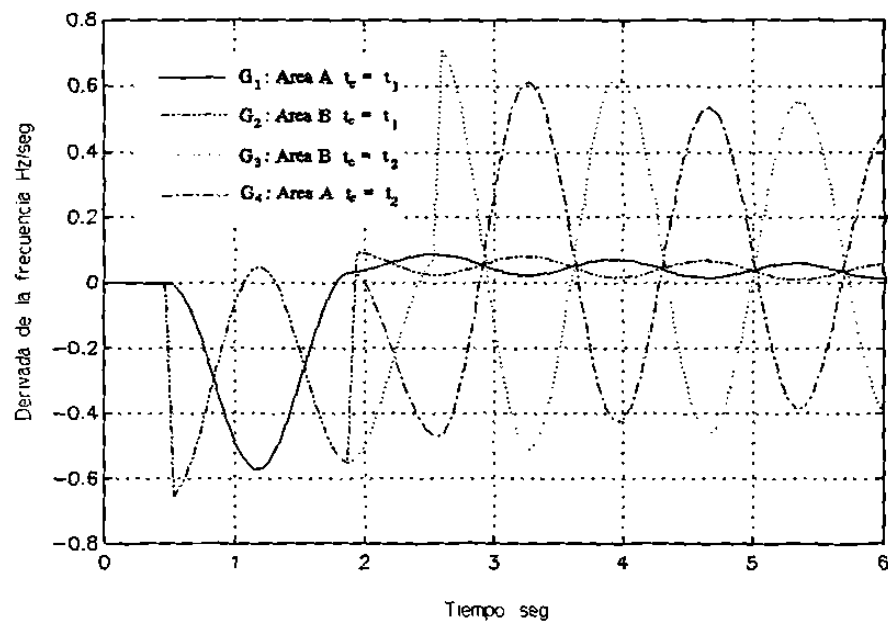


Fig. 4.16 Comportamiento de la derivada de la frecuencia en ambas áreas

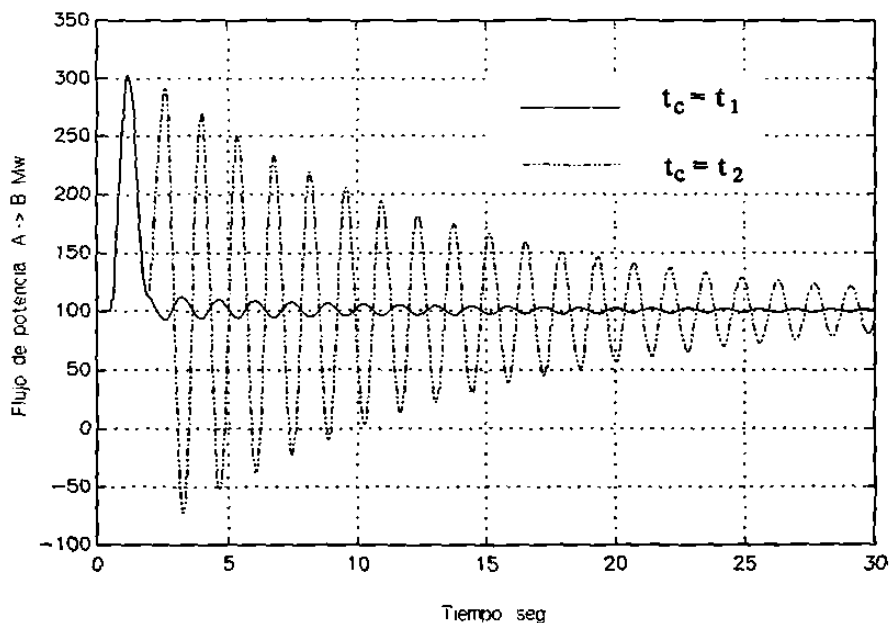


Fig. 4.17 Comportamiento del flujo en el enlace

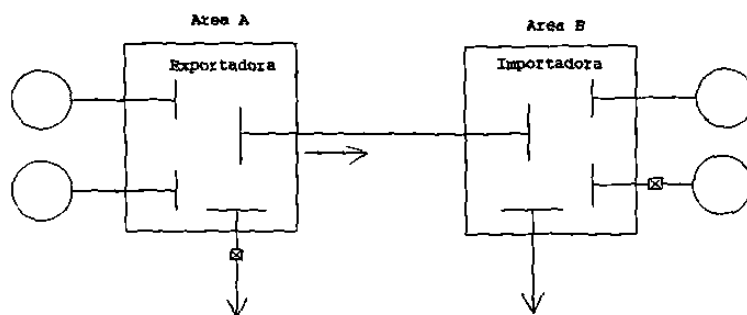


Fig. 4.18 Representación esquemática del disturbio y el corte de carga

El comportamiento de la frecuencia se muestra en la Figura 4.19 para los dos tiempos de corte (t_1 y t_2), nuevamente como en los casos anteriores se observa una recuperación de la frecuencia al valor de predisturbio, con oscilaciones de diferente amplitud.

La Figura 4.20 muestra el comportamiento de la derivada de frecuencia para los

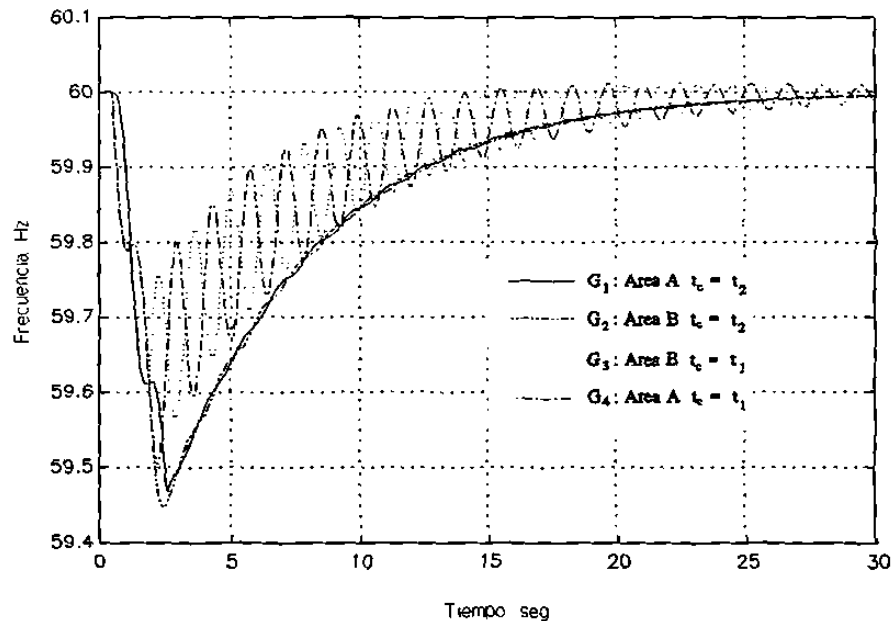


Fig. 4.19 Comportamiento de la frecuencia en ambas áreas

dos tiempos de corte, nuevamente se observa que cuando el corte se realiza en el momento en que la derivada es mínima, la recuperación de la frecuencia transcurre con oscilaciones de pequeña amplitud comparada con el caso de realizar el corte en el momento en que la pendiente es máxima.

El comportamiento de flujo en el enlace se muestra en la Figura 4.21, se observa que el valor final tiende a aumentar con respecto al valor de predisturbio, con una amplitud de las oscilaciones que reflejan el comportamiento de la frecuencia en ambas áreas.

En la Figura 4.22, se muestran los instantes más adecuados para realizar el corte de carga en base a la información de derivada de la frecuencia y al flujo en el enlace en el área que realizará el corte; se observa que una condición necesaria es que la pendiente de la frecuencia sea mínima.

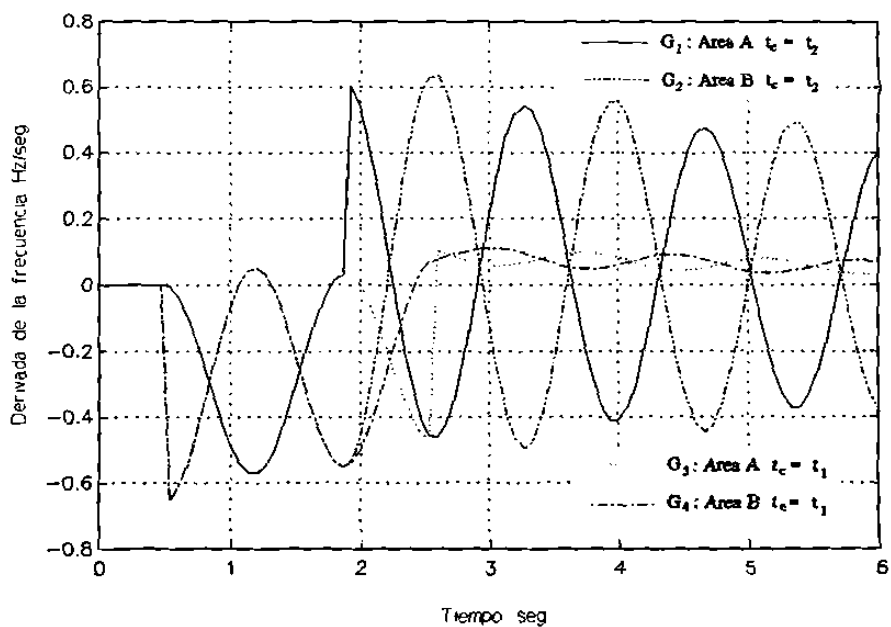


Fig. 4.20 Comportamiento de la derivada de frecuencia

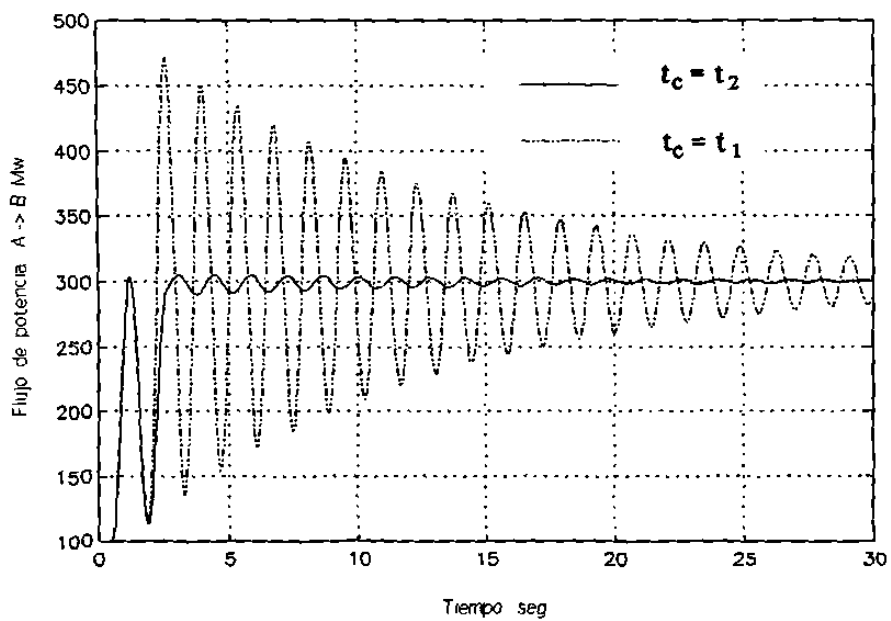


Fig. 4.21 Comportamiento del flujo en el enlace

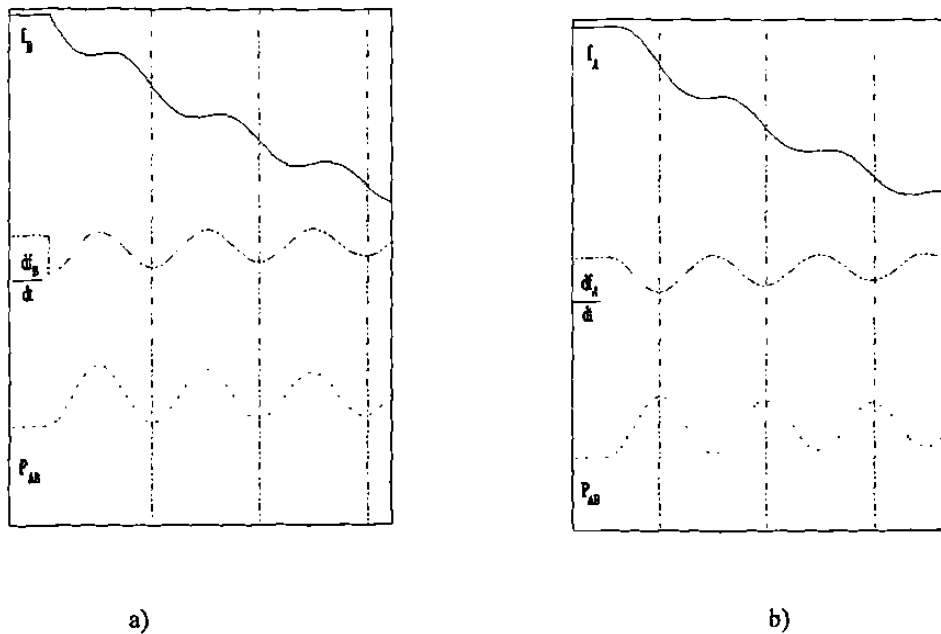


Fig 4.22 Instantes adecuados para realizar el corte de carga, caso (disturbio en área importadora),

(a) area con disturbio (b) área sin disturbio

Del comportamiento de la frecuencia para las dos alternativas de corte (área A o área B) se observa que el momento más adecuado para realizar el corte de carga es cuando la derivada de la frecuencia en el área que realiza el corte es mínima, independientemente del área que tenga el disturbio, en ese momento la derivada en el área que no realiza el corte tendrá un valor máximo y cercano a cero, lo que indica que esa área tiene un desbalance menor, mientras que el área con corte tiene el máximo desbalance. También en esa condición ambas frecuencias tienen el mismo valor ($f_A=f_B$), y al realizar el corte de carga el desbalance entre las potencias en ambas áreas es debido sólo al efecto del amortiguamiento de la carga, por lo que se inicia la recuperación de la frecuencia en ambas áreas con valores muy similares, lo anterior se debe a que las derivadas de la frecuencia son aproximadamente iguales ($df_A/dt \approx df_B/dt$). De esta forma, el flujo en el enlace no varía apreciablemente con respecto al valor alcanzado en el momento del corte, obteniéndose un comportamiento oscilatorio de pequeña amplitud.

También se puede concluir que desde el punto de vista del comportamiento de la frecuencia, el corte de carga se puede realizar en cualquiera de las dos áreas, si el corte lo realiza el área con disturbio, el valor final de flujo alcanza un valor cercano al de predisturbio, en cambio si el corte se realiza en el área sin disturbio, el valor final tiende a aumentar si el área es exportadora y a disminuir si el área es importadora; el cambio en el flujo será aproximadamente igual al corte de carga.

4.4 AREAS DE DIFERENTE CAPACIDAD

En el caso más general, las áreas que conforman el sistema pueden ser de diferente capacidad, de esta forma el área de menor capacidad tendrá menor inercia que el área de mayor capacidad. Ante una pérdida de generación de la misma magnitud, la derivada de la frecuencia en el área de menor inercia tendrá mayores variaciones que en el área de mayor inercia. En las Figuras 4.23 y 4.24 se muestra el comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio de 200 Mw, en un sistema formado por áreas de 2000 y 1000 Mw de capacidad; en la condición de predisturbio el área de mayor capacidad envía 50 Mw a la otra área, los datos de los parámetros utilizados se muestran en la Tabla C.9 del Apéndice C.

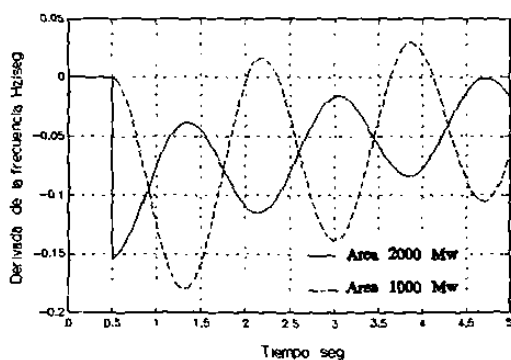


Fig. 4.23 Comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio en el área de mayor capacidad

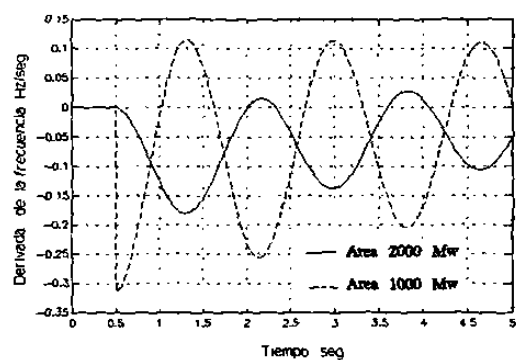


Fig. 4.24 Comportamiento de la derivada de la frecuencia ante un disturbio en el área de menor capacidad

En la Figura 4.23 se observa que si el disturbio es en el área de mayor capacidad,

los primeros dos máximos de la derivada de la frecuencia en esa área son negativos, esto indica que la contribución a través del enlace no es suficiente para contrarrestar el disturbio, por lo que en ese intervalo de tiempo la potencia mecánica es menor que la eléctrica. En el área sin disturbio se observa una mayor variación de la derivada de la frecuencia, con valores mínimos menores que los del área con disturbio, y los primeros valores máximos tienen valores cercanos a cero, lo que indica que en esos instantes se tiene un balance en esa área.

Si el disturbio ocurre en el área de menor capacidad, los valores máximos de la derivada de la frecuencia en esa área son positivos y no cercanos a cero como se muestra en la Figura 4.24, esto indica que la contribución del área sin disturbio a través del enlace es mayor de la necesaria para contrarrestar el disturbio, por lo que la frecuencia en esa área iniciará una recuperación. A su vez, en el área sin disturbio se observa que los máximos de la derivada de la frecuencia tienen valores cercanos a cero, esto indica que en esa condición los desbalances entre las potencias son muy pequeños. En los dos disturbios los valores mínimos de las pendientes de la frecuencia de cada área aumentan a medida que avanza el tiempo.

Analizando la posibilidad de realizar un sólo corte de carga de magnitud igual a la pérdida de generación en el momento en que la derivada es mínima, se observa que tal corte no logra igualar las derivadas de la frecuencia, como se muestra en las Figuras 4.25, 4.26, 4.27 y 4.28, las cuales ilustran el comportamiento de la derivada de la frecuencia ante el corte realizado en las áreas con y sin disturbio. Sin embargo, continuando con la idea de realizar un sólo corte, se observa que es más atractivo hacerlo en el área con disturbio pues es donde se tiene un desbalance del orden de la pérdida de generación, en este caso el corte lleva la pendiente de frecuencia a un valor cercano a cero y cercano al valor de la pendiente en el área sin disturbio. Si el corte se realiza en el área sin disturbio, se observa que se tienen diferencias apreciables en el valor de la derivada de la frecuencia de cada área, lo que causa oscilaciones de amplitud

considerable. En las Figuras 4.29 y 4.32 se muestra el comportamiento de la frecuencia ante el corte de carga realizado en el área con disturbio, a su vez en las Figuras 4.30 y 4.31 se muestra la dinámica de la frecuencia cuando el corte se realiza en el área sin disturbio.

Cuando la pendiente alcanza un máximo o un mínimo se tiene el mismo valor de frecuencia en ambas áreas, si el máximo es en el área sin disturbio, el valor de flujo en el enlace tiene un valor tal que logra un desbalance menor en esa área, lo que permite realizar la acción de corte de carga en el área con disturbio.

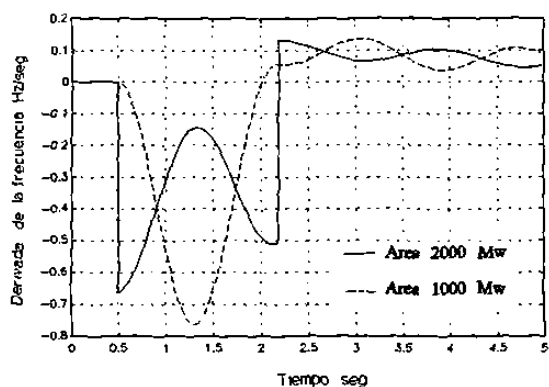


Fig. 4.25 Derivada de la frecuencia, disturbio y corte en área de mayor capacidad

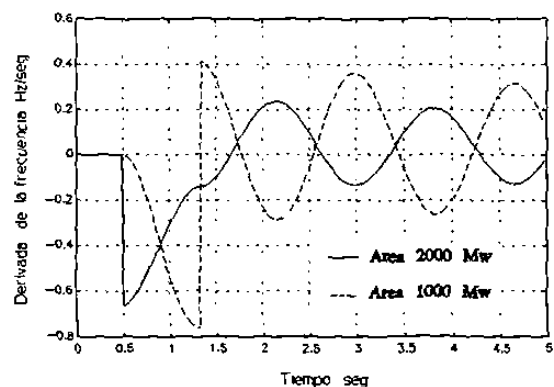


Fig. 4.26 Derivada de la frecuencia, disturbio en área grande y corte en área pequeña

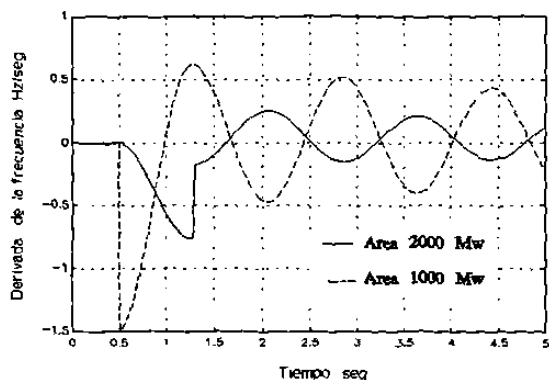


Fig. 4.27 Derivada de la frecuencia, disturbio en área pequeña y corte en área grande

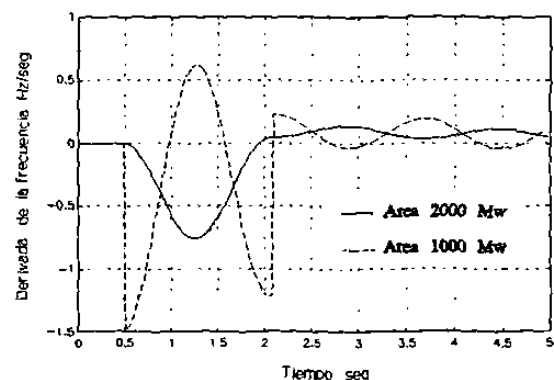


Fig. 4.28 Derivada de la frecuencia, disturbio y corte en área de menor capacidad

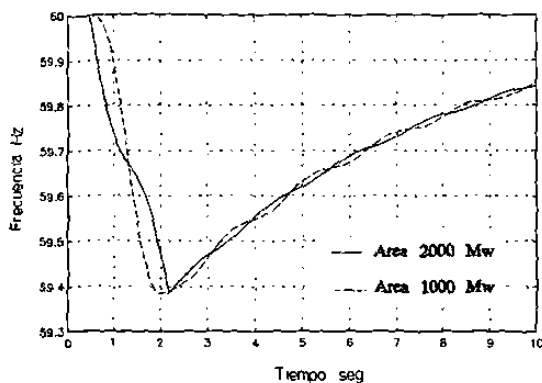


Fig. 4.29 Comportamiento de la frecuencia, disturbio y corte en área de mayor capacidad

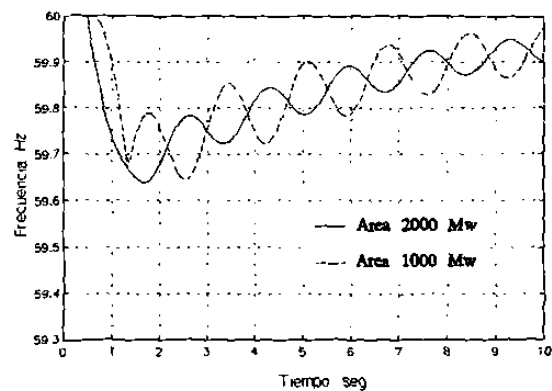


Fig. 4.30 Comportamiento de frecuencia, disturbio en área grande y corte en área pequeña

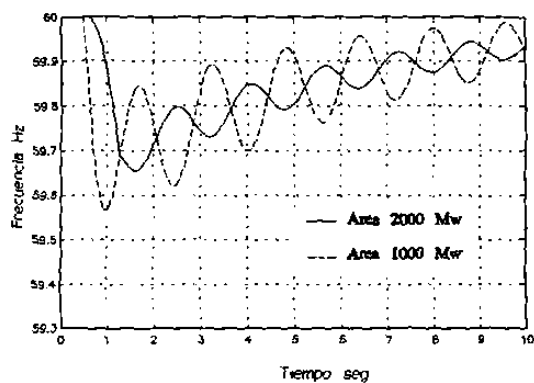


Fig. 4.31 Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área pequeña y corte en área grande

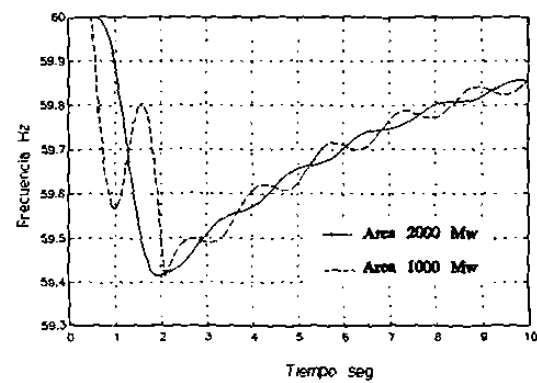


Fig. 4.32 Comportamiento de la frecuencia, disturbio y corte en área de menor capacidad

A continuación se presentan casos donde se logra igualar las derivadas de la frecuencia de cada área, los cortes de carga que se realizan son tales que los valores de la derivada de la frecuencia pueden ser positivos, negativos o iguales a cero. El disturbio analizado es una pérdida de generación de 100 Mw.

4.4.1 Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área exportadora

El comportamiento de la frecuencia ante un disturbio en el área de mayor capacidad se muestra en la Figura 4.33, se observa que la frecuencia tiende a estabilizarse en función de la magnitud total de los cortes realizados, obteniendo un valor más alto para el caso $df/dt > 0$ y menor para el caso en $df/dt < 0$, en la condición $df/dt = 0$ se alcanza un valor intermedio. Las magnitudes de los cortes de carga se muestran en la Tabla 4.1, donde se observa la necesidad de realizar cortes negativos (conexión de carga) en una de las áreas para igualar las derivadas.

4.4.2 Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área importadora

En este caso el disturbio se aplica en el área de menor capacidad, la Figura 4.34 muestra el comportamiento de la frecuencia en las tres situaciones de corte, se observa que en todas las condiciones la frecuencia se estabiliza en valores que son función de la derivada de la frecuencia, tal como en el caso anterior. La magnitud de los cortes se muestra en la Tabla 4.2, en estos casos también se requiere realizar cortes negativos.

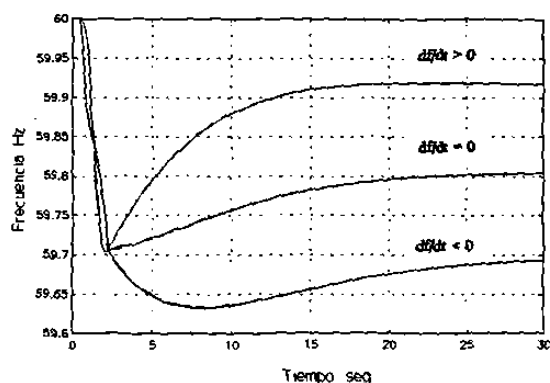


Fig. 4.33 Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área de mayor capacidad, corte en ambas áreas, $D > 0$ y $1/R > 0$

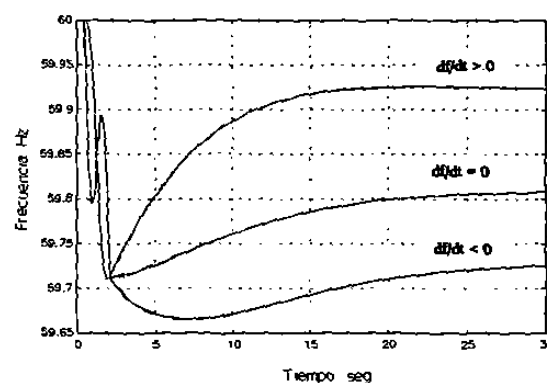


Fig. 4.34 Comportamiento de la frecuencia, disturbio en área de menor capacidad, corte en ambas áreas, $D > 0$ y $1/R > 0$

Tabla 4.1 Cortes de carga para una pérdida de generación en el área de 2000 Mw

Area A (Mw)	Area B (Mw)	Total (Mw)	df/dt (Hz/s)
85.8	0.0	85.7	0.04
74.6	-5.9	68.7	0
63.9	-11.8	52.1	-0.03

Tabla 4.2 Cortes de carga para una pérdida de generación en el área de 1000 Mw

Area A (Mw)	Area B (Mw)	Total (Mw)	df/dt (Hz/s)
0.0	86.5	86.5	0.033
-11.3	80.6	69.3	0
-19.6	76.7	57.1	-0.028

El valor final de la frecuencia tiende a ser menor que el valor de predisturbio debido a que la magnitud total de los cortes de carga es menor que la pérdida de generación. En los casos anteriores se observa un comportamiento de la frecuencia con oscilaciones mínimas, esto se refleja en el comportamiento del flujo en el enlace, el cual se muestra en la Figura 4.35, se observa que el valor final tiende a alcanzar una condición muy cercana a la de predisturbio, prácticamente sin oscilaciones.

El comportamiento anterior es bastante aceptable desde el punto de vista de las oscilaciones de la frecuencia; sin embargo, se requiere que los cortes de cada área se realicen en el mismo instante de tiempo (cortes simultáneos), además en algunos casos es necesario conectar carga para lograr igualar las derivadas.

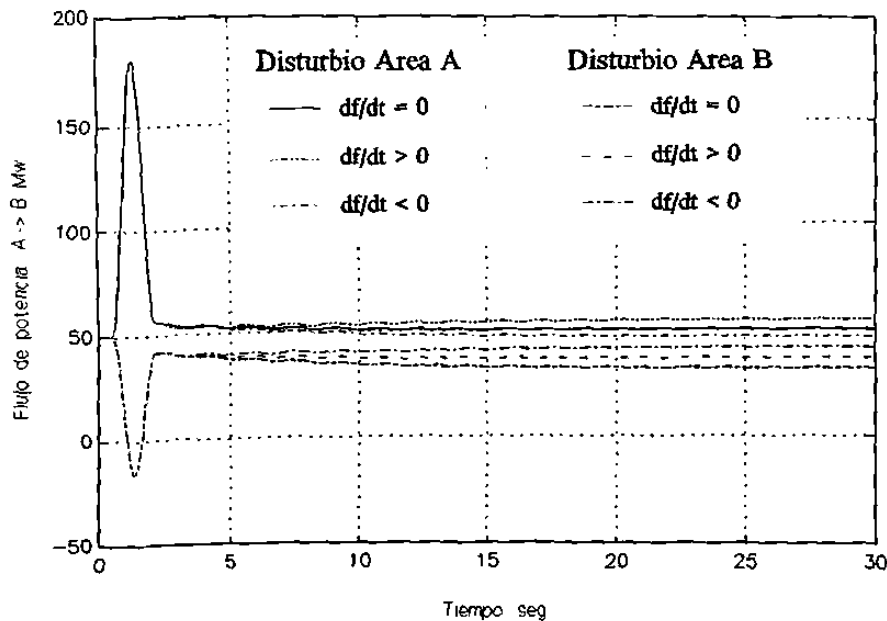


Fig. 4.35 Comportamiento del flujo en el enlace

4.4.3 Caso $D > 0$ $1/R > 0$ Disturbio en área exportadora (cortes no simultáneos)

Este es un caso de interés en el que los cortes de carga no se realizan en el mismo instante de tiempo, sino que se realizan en el momento en el que el valor de la derivada de la frecuencia del área que realiza el corte es mínimo. La pérdida de generación ocurre en el área de mayor capacidad, se presentan cuatro alternativas posibles de corte: los dos cortes en el área con disturbio, el primer corte en el área con disturbio y el segundo corte en el área sin disturbio, el primer corte en el área sin disturbio y el segundo corte en el área con disturbio y finalmente los dos cortes en el área sin disturbio. La Figura 4.36 muestra el comportamiento de la frecuencia para los casos donde el primer corte se efectúa en el área con disturbio, la magnitud de este corte es 50 Mw; en un caso el segundo corte se realiza en la misma área con una magnitud de 30 Mw, y en el otro se realiza en el área sin disturbio con una magnitud de 20 Mw. La Figura 4.37 muestra el comportamiento de la frecuencia para los casos donde el primer

corte se realiza en el área sin disturbio, con un monto de 50 Mw, el segundo corte se realiza en un caso en la misma área (15 Mw) y en otro caso se efectúa en el área con disturbio (12 Mw). Las magnitudes del segundo corte son tales que la derivada de la frecuencia del área que realiza el corte alcanza el valor de la derivada del área que no realiza el corte.

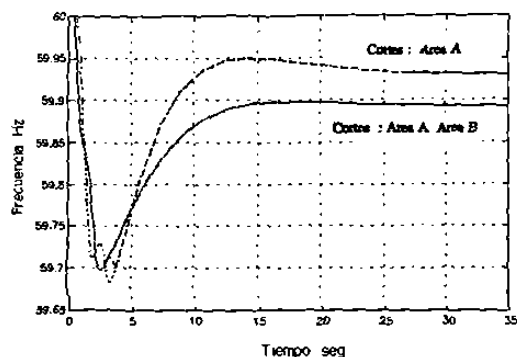


Fig. 4.36 Comportamiento de la frecuencia, cortes no simultáneos, primer corte en área de mayor capacidad

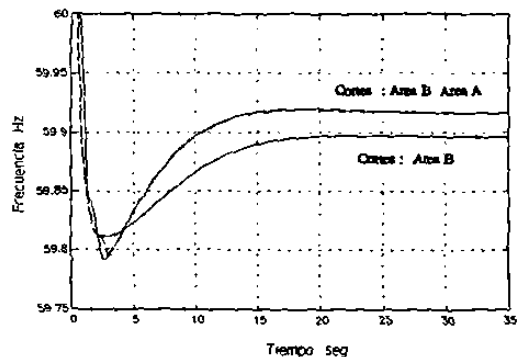


Fig. 4.37 Comportamiento de la frecuencia, cortes no simultáneos, primer corte en área de menor capacidad

4.4.4 Análisis de los casos presentados

De los casos analizados anteriormente se obtienen las siguientes conclusiones.

- La aplicación de cortes de carga buscando igualar las derivadas de la frecuencia en las áreas en el momento en que la frecuencia tiene el mismo valor permite obtener un comportamiento dinámico prácticamente sin oscilaciones.
- El comportamiento de la frecuencia se refleja en el comportamiento del flujo en el enlace, el cual alcanza la nueva condición de equilibrio en pocos segundos.
- El valor final de flujo en el enlace tiende a regresar a la condición de predisturbio, ya que el mayor porcentaje de corte se realiza en el área con disturbio, como se ilustra en la Figura 4.35.

- En el caso de no realizar los cortes de carga en forma simultánea, se observa un comportamiento de la frecuencia bastante aceptable desde el punto de vista de las oscilaciones como lo ilustran las Figuras 4.36 y 4.37, sin embargo, para igualar las derivadas de la frecuencia se requiere conocer el valor en el área donde no se realiza corte.
- Si la magnitud total de los cortes realizados para igualar las derivadas de la frecuencia es menor a la pérdida de generación, el valor final de la frecuencia será menor al de predisturbio.

4.5 COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA ANTE GRANDES DISTURBIOS

El comportamiento descrito anteriormente es válido mientras el flujo en el enlace está en la región lineal de la curva de transferencia de potencia, cuando la diferencia angular alcanza la región no lineal, la razón de cambio del flujo de potencia no varía linealmente con la diferencia de la derivada de la frecuencia, lo cual se refleja en el comportamiento de la frecuencia de cada área. La Figura 4.38 muestra la curva de transferencia de potencia de un enlace de transmisión sin pérdidas, se pueden identificar las partes lineal y no lineal de la misma.

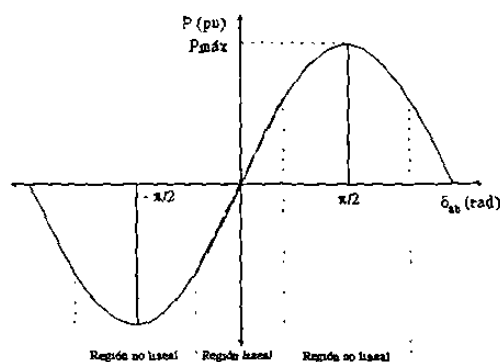


Fig.4.38 Característica de potencia-diferencia angular

El flujo de potencia en el enlace de transmisión (P_{ab}) está dado por (4.4) y la

variación del mismo (ΔP_{ab}) por (4.5). La variación del flujo presentada en (4.2) se obtiene de (4.4), los detalles se presentan en el Apéndice A, sección A.4.

$$P_{ab} = P_{\text{máx}} \text{sen}(\delta_{ab}^{\circ} + \Delta\delta_a - \Delta\delta_b) \quad (4.4)$$

$$\Delta P_{ab} = P_{\text{máx}} (\text{sen}(\delta_{ab}^{\circ} + \Delta\delta_a - \Delta\delta_b) - \text{sen}(\delta_{ab}^{\circ})) \quad (4.5)$$

Para ilustrar las diferencias entre el caso lineal y el no lineal se analiza el comportamiento de la frecuencia del sistema de dos áreas utilizado en el análisis lineal ante una pérdida de generación de 160 Mw en el área de menor capacidad. La Figura 4.39 muestra el comportamiento de las variables de interés: (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace y (d) flujo de potencia - diferencia angular; se observa que se alcanza la máxima contribución del enlace, la diferencia angular en esta condición es del orden de 90 grados.

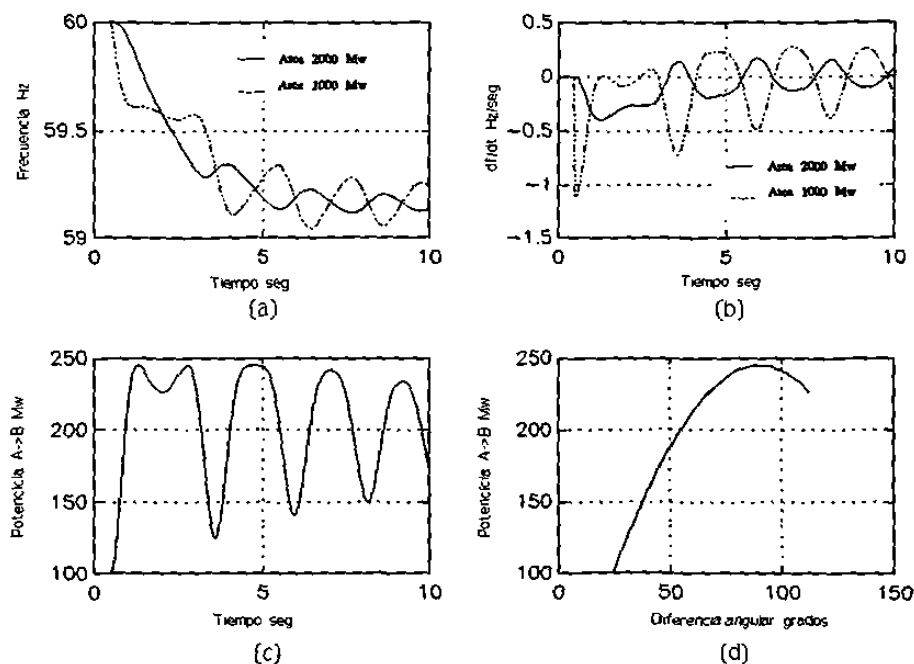


Fig. 4.39 Comportamiento caso no lineal, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

Ante un disturbio de pérdida de generación de 200 Mw, el comportamiento de las variables se muestra en la Figura 4.40, donde se observa que a causa del disturbio se tiene una pérdida de sincronismo.

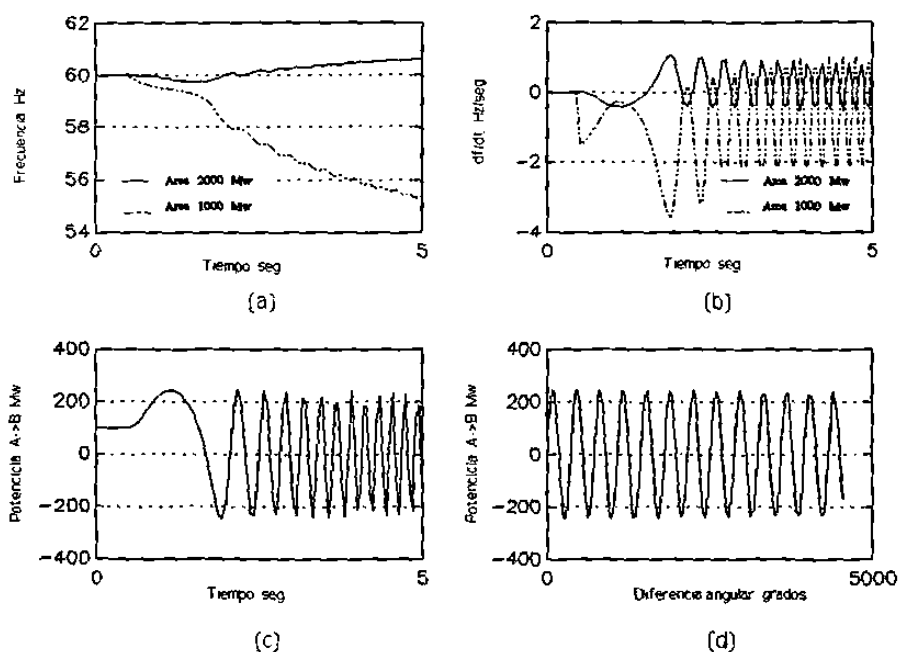


Fig. 4.40 Comportamiento caso no lineal con pérdida de sincronismo, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

El comportamiento de la frecuencia en los dos casos presentados anteriormente se puede entender en función de la contribución del flujo del enlace, ya que a consecuencia del disturbio se alcanza la máxima capacidad del mismo, en el área con disturbio esta contribución no es suficiente para contrarrestar el déficit de potencia, por lo que los rotores de las máquinas en esa área continúan desacelerándose y su posición angular (δ_a) tiende a disminuir con respecto a la posición inicial (δ_a^0), en el área sin disturbio el déficit de potencia (contribución del enlace) se contrarresta con la desaceleración de los rotores de esa área, lo que lleva también a una disminución de su posición angular (δ_b) respecto de la posición angular inicial (δ_b^0). En el primer caso la diferencia de la posiciones angulares ($\delta_a - \delta_b$) se mantiene dentro de un rango en el que el intercambio de potencia entre un área y otra permite que ambas áreas contrarresten

el disturbio. En el otro caso, la diferencia entre las posiciones angulares alcanza valores en los que el intercambio de potencia a través del enlace no permite que ambas áreas contrarresten el disturbio, teniéndose una pérdida de sincronismo donde la frecuencia del área con disturbio tiende a disminuir y la del área sin disturbio a aumentar.

4.5.1 Comportamiento ante cortes de carga

En esta sección se analizan algunos casos en los que se realizan acciones de corte de carga, se presenta el comportamiento de la frecuencia, la derivada de la frecuencia, el flujo en el enlace y la diferencia angular. El análisis se realiza para el disturbio donde ocurre la pérdida de sincronismo.

Caso I Un corte de carga

En este caso se realiza un corte de carga aproximado al 50% de la pérdida de generación, el comportamiento dinámico de las variables de interés se presenta en la Figura 4.41. El corte de carga se realiza en el área con disturbio, se observa que el corte evita la pérdida de sincronismo y se tiene una tendencia desacelerante en ambas áreas debido a que el corte de carga es menor que el disturbio. El corte de carga disminuye el desbalance entre la potencias mecánica y eléctrica del área con disturbio, permitiendo que la contribución a través del enlace contrarreste parte del disturbio, la dinámica de las posiciones angulares de cada área permite tener un intercambio de potencia con oscilaciones de amplitud considerable, lo cual se refleja en el comportamiento de la frecuencia.

Caso II Dos cortes de carga.

El comportamiento de la frecuencia ante dos cortes de carga en el área con disturbio se ilustra en la Figura 4.42, la magnitud del segundo corte es aproximadamente el 60% del disturbio, el momento en que se realiza el corte es cuando la derivada de la frecuencia es mínima.

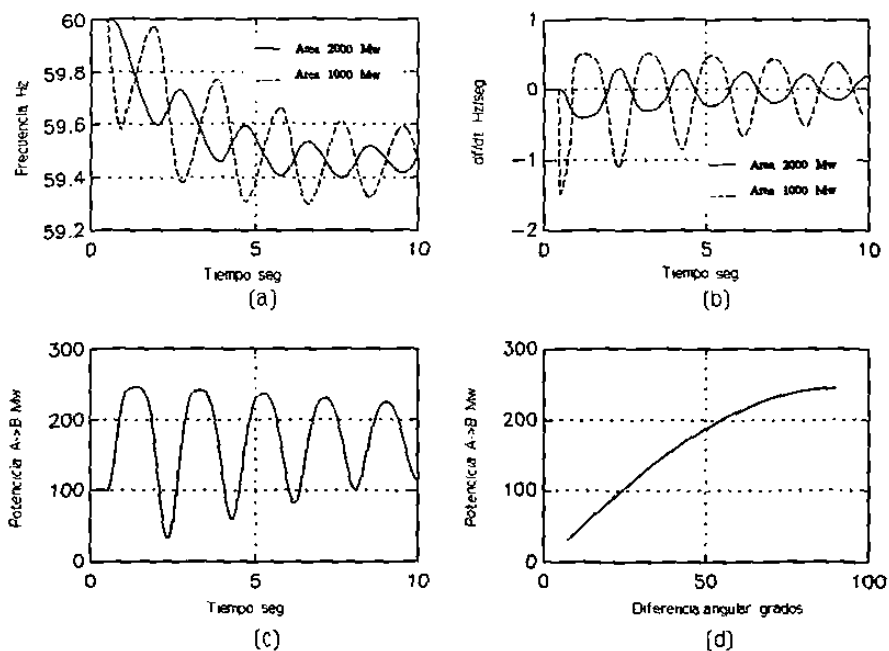


Fig. 4.41 Comportamiento caso no lineal un corte de carga, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

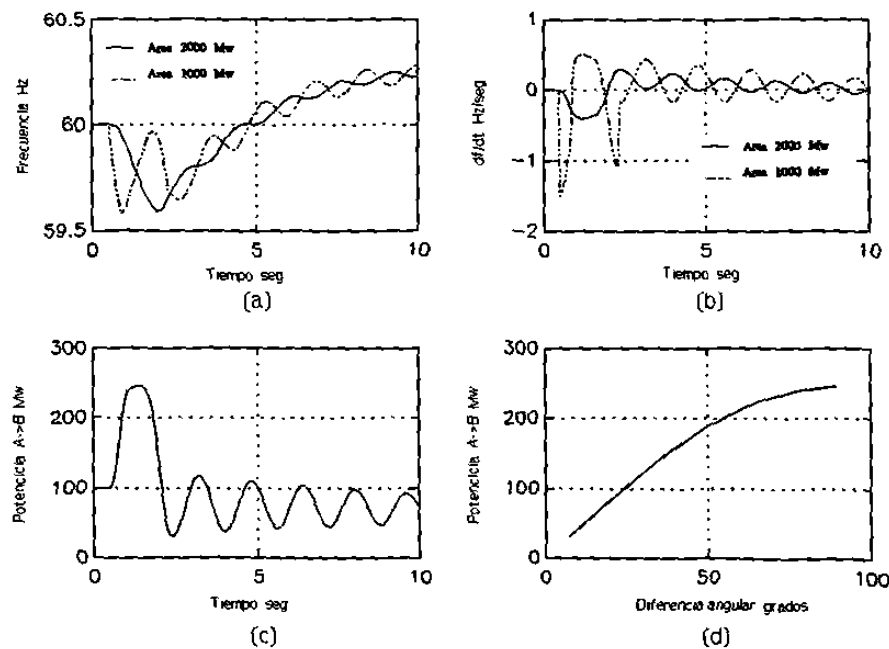


Fig. 4.42 Comportamiento caso no lineal dos cortes de carga, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

El comportamiento de la frecuencia tiene una tendencia a recuperarse en un valor superior al de predisturbio debido a que el corte total es mayor de 200 Mw, se observa también que la contribución del flujo en el enlace disminuye, regresando a la región lineal con un comportamiento oscilatorio, debido a que no se igualaron las derivadas de la frecuencia.

Caso III Tres cortes de carga.

Este caso muestra el efecto de igualar las pendientes de la frecuencia de ambas áreas, como en el caso lineal es necesario realizar una conexión de carga en el área con disturbio, el comportamiento se ilustra en la Figura 4.43.

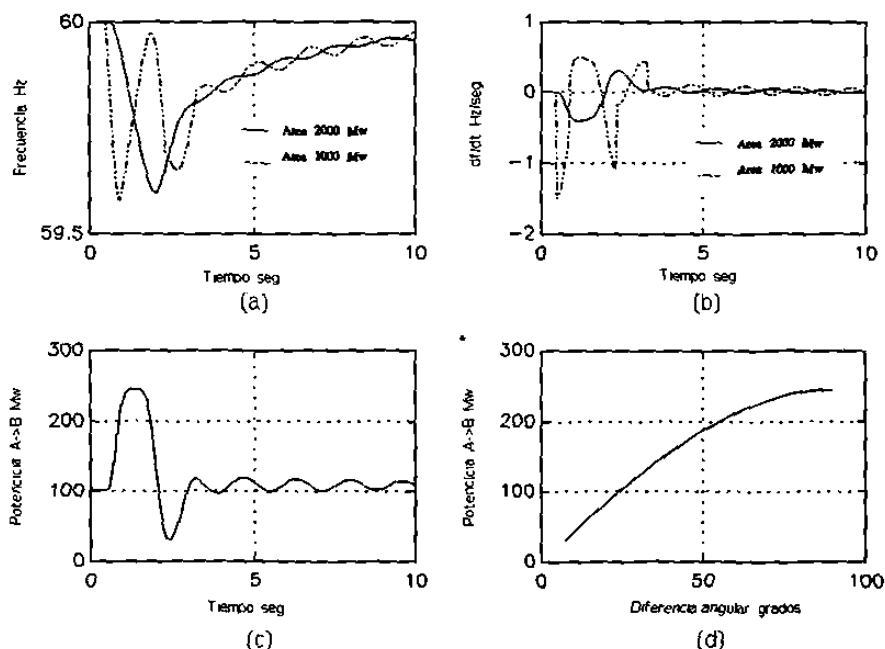


Fig. 4.43 Comportamiento caso no lineal tres cortes de carga, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

Se observa que con esta acción disminuye considerablemente la amplitud de las oscilaciones de la frecuencia, se evita un sobretiro de carga, y la frecuencia tiende a alcanzar un valor cercano al de predisturbio.

Caso IV Cortes de carga con pérdida de sincronismo

En este caso se realiza un primer corte de carga en el área con disturbio, y un segundo corte el área sin disturbio cuando la diferencia angular es cercana a 90 grados, en ese instante en el área afectada se realiza una conexión de carga de magnitud tal que se logra igualar las derivadas de la frecuencia de cada área; el comportamiento de las variables de interés se ilustra en la Figura 4.44.

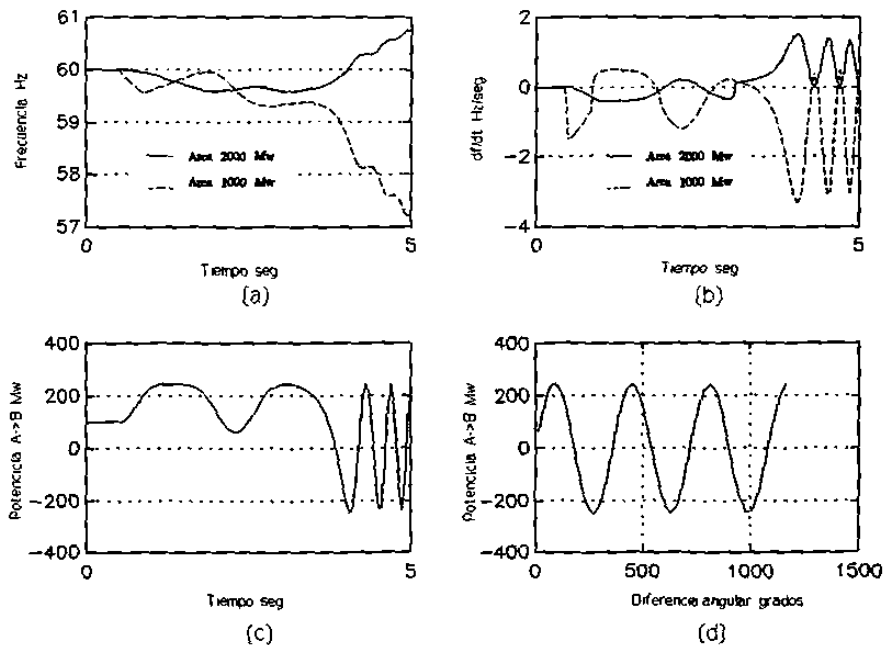


Fig. 4.44 Caso no lineal tres cortes de carga y pérdida de sincronismo, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace, (d) flujo de potencia - diferencia angular

Con estas acciones de control se tiene una pérdida de sincronismo, esto se debe a que los cortes se realizan en un momento en que por efecto de las posiciones angulares el flujo en el enlace inicia una tendencia hacia el área sin disturbio, este efecto y el corte de carga hacen que la posición angular de esa área tienda a aumentar respecto de la posición alcanzada en el momento del corte, en el área con disturbio la tendencia a salir del flujo en el enlace y la conexión de carga hacen que la posición angular tienda a disminuir respecto de la posición alcanzada en el momento de la conexión de carga, debido a que el flujo responde a la diferencia de posiciones, el intercambio de potencia

entre las dos áreas tiene un efecto contrario al requerido perdiéndose el sincronismo. En el área con disturbio la frecuencia tiende a aumentar y en el área sin disturbio a disminuir.

4.5.2 Análisis de resultados del caso no lineal

De los casos presentados anteriormente se concluye lo siguiente:

- Los disturbios que aumentan el flujo de potencia hasta la capacidad máxima del enlace pueden llevar al sistema a una condición de pérdida de sincronismo.
- La acción de corte de carga de aproximadamente el 50% de la pérdida de generación en el área con disturbio evita la pérdida de sincronismo, aunque se presentan diferencias angulares transitorias del orden de 90 grados y las oscilaciones son de amplitud considerable.
- El realizar un segundo corte de carga en el área con disturbio en el momento en que la derivada de la frecuencia tiene un valor mínimo, permite regresar a la región lineal de la característica de transferencia de potencia; con ello, es posible aplicar las ideas de corte de carga para igualar las derivadas de la frecuencia y disminuir la amplitud de las oscilaciones como se ilustra en el caso III.
- Si se igualan las derivadas de la frecuencia en el momento en que existe una diferencia angular del orden de 90 grados se presenta la pérdida de sincronismo, como lo ilustra el caso IV.
- Es posible evitar la pérdida de sincronismo y controlar la frecuencia mediante cortes de carga oportuno del monto adecuado y en el área indicada.

ESQUEMA DE CORTE DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

5.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presentan conceptos básicos para el diseño de un esquema de corte de carga por baja frecuencia considerando la razón de cambio de la misma. Se propone estimar el desbalance inicial de potencia de manera de determinar los cortes de carga necesarios para controlar la frecuencia y evitar sobretiros. Se presentan conceptos aplicados a sistemas coherentes que se modelan por un equivalente, así como a sistemas interconectados representados por dos áreas.

5.2 ESTIMACION DEL CORTE DE CARGA EN UNA AREA EQUIVALENTE

La idea básica para estimar el corte de carga utilizando la derivada de la frecuencia (df/dt) se basa en que para una pérdida de generación el comportamiento inicial de la frecuencia sólo depende de la inercia y de la magnitud del desbalance, ya que la potencia mecánica tarda algunos segundos en manifestarse. Además en algunos casos es posible no exista reserva, por lo que no habrá cambios en la potencia mecánica para contrarrestar el disturbio. Se parte de la siguiente ecuación linealizada:

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_{mec} - \Delta P_{dis} - D\Delta f \quad (5.1)$$

Despreciando la variación de la potencia mecánica y despejando la magnitud del desbalance inicial de potencia (ΔP_{dis}), se obtiene (5.2), esta ecuación permite estimar la cantidad de carga a cortar.

$$\Delta P_{dis} = -2H \frac{d\Delta f}{dt} - D\Delta f \quad (5.2)$$

5.2.1 Error de estimación

La estimación (5.2) es afectada por errores, principalmente debidos a los valores de la constante de inercia (H) y la constante de amortiguamiento (D), así el valor estimado será igual al desbalance inicial más un error, tal como se indica en las ecuaciones (5.3) a (5.8).

$$\Delta P_{est} = -2H_s \frac{d\Delta f}{dt} - D_s \Delta f \quad (5.3)$$

$$H_s = H_v + H_v \epsilon_H \quad (5.4)$$

$$D_s = D_v + D_v \epsilon_D \quad (5.5)$$

De esta forma, (5.3) se convierte en (5.6).

$$\Delta P_{est} = -2(H_v + H_v \epsilon_H) \frac{d\Delta f}{dt} - (D_v + D_v \epsilon_D) \Delta f \quad (5.6)$$

$$\Delta P_{eer} = -2(H_v \epsilon_H) \frac{d\Delta f}{dt} - D_v \epsilon_D \Delta f \quad (5.7)$$

$$\Delta P_{est} = \Delta P_{dis} + \Delta P_{Peer} \quad (5.8)$$

donde:

ΔP_{est} : Pérdida de generación estimada.

ΔP_{Peer} : Error de estimación.

ϵ_H : Porcentaje de error en inercia/100.

ϵ_D : Porcentaje de error en amortiguamiento/100.

H_S : Constante de inercia utilizada.

H_V : Constante de inercia del sistema.

D_S : Constante de amortiguamiento utilizada.

D_V : Constante de amortiguamiento del sistema.

En los instantes iniciales el error en la estimación sólo depende del error en la constante inercia ya que $\Delta f \approx 0$, por lo tanto el error se puede expresar como:

$$\Delta P_{Peer} = -2(H_V \epsilon_H) \frac{d\Delta f}{dt} \quad (5.9)$$

Para un error del 50% en el valor de inercia, se tiene $\epsilon_H = 50/100 = 0.5$ y el error de estimación será:

$$\Delta P_{Peer} = -2(H_V)(0.5) \frac{d\Delta f}{dt} \quad (5.10)$$

Es decir, se tendrá un error del 50% en el valor calculado del disturbio inicial. Si no existe error en la constante de inercia la expresión resultante es la siguiente:

$$\Delta P_{Peer} = - D_V \epsilon_D \Delta f \quad (5.11)$$

Las gráficas de la Figura 5.1 muestran el comportamiento estimado con un ± 10 % de error en la inercia, para un desbalance de 200 Mw. En las gráficas de la Figura 5.2 se muestra el comportamiento de lo estimado para un ± 10 % de error en el valor de

la constante de amortiguamiento, para un desbalance de 100 Mw.

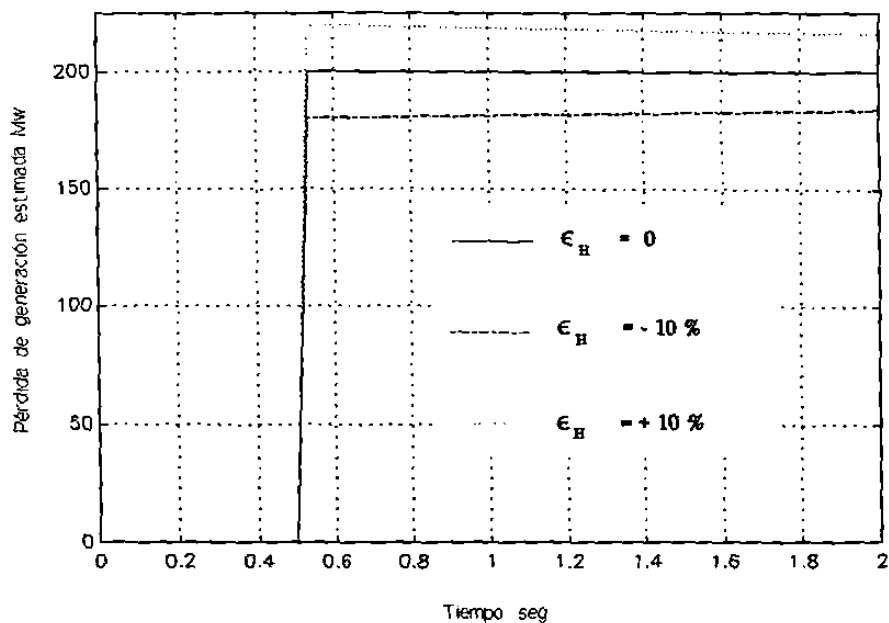


Fig. 5.1 Pérdida de generación estimada ante errores en la constante de inercia

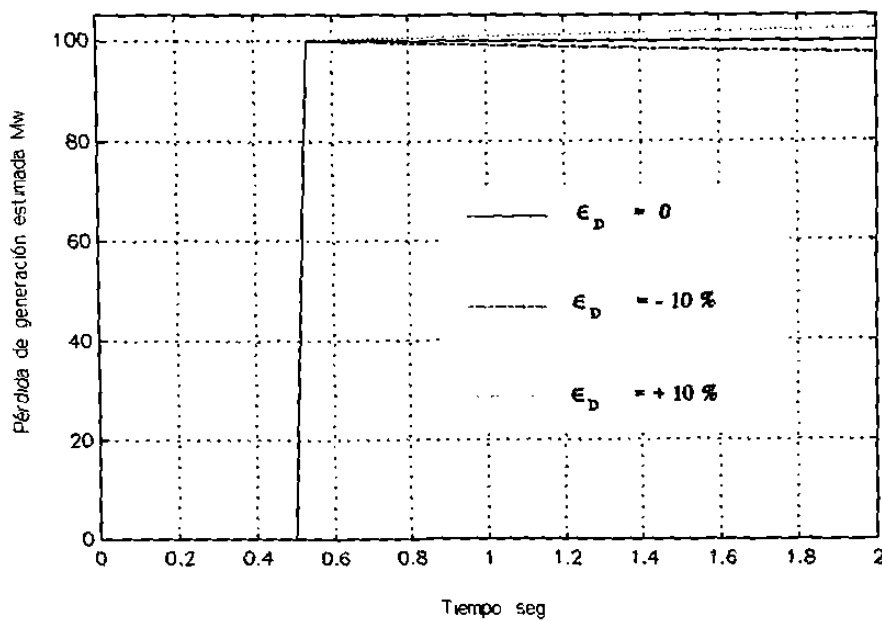


Fig. 5.2 Pérdida de generación estimada ante errores en la constante de amortiguamiento

En ambos casos la capacidad del sistema es 2000 Mw. Los datos de los parámetros se muestran en la Tabla C.6 del Apéndice C. De las gráficas anteriores se observa la importancia de contar con un valor apropiado de la constante de inercia para determinar el valor del desbalance de potencia.

5.3 ESQUEMA DE CORTE DE CARGA BASICO EN UN SISTEMA COHERENTE

El objetivo de un esquema de corte de carga por baja frecuencia es lograr que la frecuencia regrese a la condición de predisturbio o a una banda operativa de estado estable. Como se mostró en el capítulo tres, si el corte de carga es igual a la pérdida de generación se logrará el objetivo anterior, por lo que el esquema tratará de estimar la pérdida de generación y realizar cortes de carga aproximados al valor estimado. Este valor se puede obtener de (5.3), si los datos de la constante de inercia y de la constante de amortiguamiento son adecuados, es decir si se cumple (5.12).

$$\begin{aligned} H_s &= H_v \\ D_s &= D_v \end{aligned} \tag{5.12}$$

H_s es la constante de inercia en la condición de operación estudiada, de acuerdo a las unidades generadoras conectadas al SEP, D_s es la constante de amortiguamiento para esa condición de carga, ambas se suponen conocidas.

La pérdida de generación es una perturbación que implica una pérdida de inercia, al utilizar el valor de la inercia disponible en (5.3), el valor del desbalance de potencia estimado tendrá un error, por lo que es necesario estimar la inercia del sistema una vez ocurrido el disturbio.

Para cumplir con el objetivo del ECCBF se propone un esquema de tres pasos de corte de carga, los cuales se describen a continuación.

5.3.1 Primer corte

Los objetivos de este primer corte son:

- Detener la caída rápida de la frecuencia.
- Estimar
 - * Pérdida de generación
 - * Inercia del sistema
- Determinar el requerimiento total de corte de carga.

La magnitud del primer corte se estima con (5.3), en el caso de usar una H_s superior a la que se tiene en la condición de disturbio, el valor calculado en (5.3) será mayor que la magnitud de la pérdida de generación, para evitar un posible sobretiro de carga debido a este error, se propone cortar un 50 % del valor estimado por (5.3). Como la carga disponible está en bloques, es probable que no se tenga la magnitud del corte deseado, teniendo las alternativas siguientes:

a) Cortar el valor de carga inmediato superior

$$\Delta Pdc_1 \geq 0.5 \Delta Pest \quad (5.13)$$

b) Cortar el valor de carga inmediato inferior

$$\Delta Pdc_1 < 0.5 \Delta Pest \quad (5.14)$$

El criterio para activar este corte es que la frecuencia alcance un nivel de ajuste, el cual deberá estar abajo del límite inferior del rango de operación en estado estable, tal como lo indica las Figura 5.3.

El tiempo de operación de este primer corte está dado por (5.15).

$$t_{cl} = t_{set} + t_{relé} + t_{int} + t_{ret} \quad (5.15)$$

donde:

t_{cl} : Tiempo de operación del primer corte

- t_{set} : Tiempo para alcanzar el nivel de corte
 $t_{relé}$: Tiempo de operación del relé
 t_{int} : Tiempo del interruptor
 t_{ret} : Retardo intencional

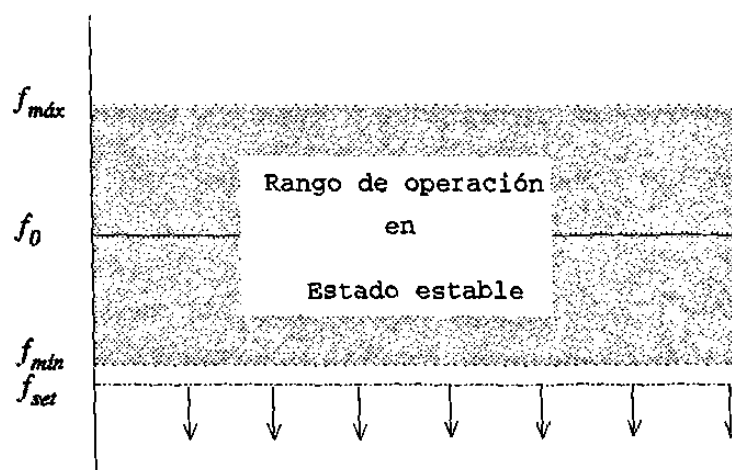


Fig. 5.3 Nivel de ajuste del primer corte de carga

Una vez que se realiza el primer corte, es posible estimar la inercia (H_{est}), el valor de la pérdida de generación (ΔP_{est}) y lo que falta por cortar, resolviendo la ecuación (5.16).

$$\begin{bmatrix} -1 & -2 \frac{d\Delta f^k}{dt} \\ -1 & -2 \frac{d\Delta f^m}{dt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{dest} \\ H_{est} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D\Delta f^k \\ D\Delta f^m - \Delta P_{dc_1} \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

donde:

$\frac{d\Delta f^k}{dt}$: Derivada de la variación de frecuencia antes del corte

Δf^k : Variación de frecuencia antes del corte

$\frac{d\Delta f^m}{dt}$: Derivada de la variación de frecuencia después del corte

Δf^m : Variación de frecuencia después del corte

ΔPdc_1 : Primer corte de carga

$\Delta Pdest$: Pérdida de generación estimada en el primer corte

Todos los valores están normalizados (p.u.), excepto la constante de inercia que se expresa en segundos. Una vez realizado el primer corte, la magnitud de lo que falta por cortar (ΔPd_a) estará dada por (5.17).

$$\Delta Pd_a = \Delta Pdest - \Delta Pdc_1 \quad (5.17)$$

5.3.2 Segundo corte

El objetivo de este corte es:

- Llevar la derivada de frecuencia a un valor cercano a cero, es decir trata de cumplir con (5.18).

$$\begin{aligned} -\epsilon &\leq \frac{d\Delta f}{dt} \leq \epsilon \\ \epsilon &\approx 0 \end{aligned} \quad (5.18)$$

La magnitud del segundo corte se determina partiendo de (5.19), en esta ecuación se sustituye $\frac{d\Delta f^n}{dt} = 0$, obteniendo (5.20).

$$\Delta Pd_a - \Delta Pdc_2 = -2 H_{est} \frac{d\Delta f^n}{dt} - D^n \Delta f^n \quad (5.19)$$

$$\Delta Pd_a - \Delta Pdc_2 = -D^n \Delta f^n \quad (5.20)$$

Sustituyendo ΔPd_a de (5.16) en (5.20) y considerando que $\Delta f^m \approx \Delta f^n$ y

$D^m \approx D^n$ se obtiene (5.21), la cual determina la magnitud del segundo corte. El superíndice n se refiere a los valores de variación de la frecuencia y razón de cambio de cambio de la misma después del segundo corte.

$$\Delta Pdc_{2\ est} = -2 \frac{d\Delta f^m}{dt} H_{est} \quad (5.21)$$

El criterio para realizar este corte es que la frecuencia alcance un nivel de ajuste determinado, el cual deberá ser inferior al nivel de ajuste del primer corte. El tiempo de operación de este segundo corte (t_{c2}) está dado por (5.22).

$$t_{c2} = t_{set} + t_{relé} + t_{int} + t_{ret} \quad (5.22)$$

5.3.3 Tercer corte

El objetivo de este corte es regresar la frecuencia a valores dentro de la banda operativa de estado estable, es decir: $f_{mín} \leq f \leq f_{máx}$. La magnitud de corte de carga que garantiza regresar la frecuencia al valor de predisturbio se indica en (5.23).

$$\begin{aligned} \Delta Pdc_i &= \Delta Pdis \\ &= \Delta Pdc_1 + \Delta Pdc_2 + \dots + \Delta Pdc_n \end{aligned} \quad (5.23)$$

donde:

ΔPdc_i : Corte total de carga

ΔPdc_i : Corte i ésimo de carga

Con los dos cortes anteriores el nuevo requerimiento de corte está dado por (5.24).

$$\Delta Pdc_3 = \Delta Pdis - \Delta Pdc_1 - \Delta Pdc_2 \quad (5.24)$$

En función de los valores la frecuencia y la derivada de la frecuencia después del

segundo corte, y H_{est} , la magnitud del tercer corte estará dada por (5.3). Si el segundo corte ha cumplido con el objetivo de lograr una derivada de frecuencia igual a cero, entonces, (5.3) se simplifica de acuerdo a (5.25).

$$\Delta P_{est} = -D^n \Delta f^n \quad (5.25)$$

El tercer corte será lo estimado por (5.3) \pm una fracción del disturbio, la cual el sistema puede contrarrestar por efecto de la carga con la frecuencia. Por lo tanto, el tercer corte se puede aproximar a los siguientes valores:

$$\begin{aligned} a) \quad \Delta Pdc_3 &= \Delta P_{est} \\ b) \quad \Delta Pdc_3 &= \Delta P_{est} - D \Delta f_{ee \text{ mín}} \\ c) \quad \Delta Pdc_3 &= \Delta P_{est} - D \Delta f_{ee \text{ máx}} \end{aligned} \quad (5.26)$$

donde:

$$\Delta f_{ee \text{ mín}} : (f_o - f_{mín})$$

$$\Delta f_{ee \text{ máx}} : (f_o - f_{máx})$$

Estos cortes llevarán la frecuencia al valor inicial (f_o), al mínimo ($f_{mín}$) y al máximo ($f_{máx}$) del rango operativo de estado estable. El criterio para que este corte proceda es que la frecuencia aún esté abajo del valor de ajuste del primer corte. El tiempo en que se realiza este corte (t_{c3}) está dado por (5.27).

$$t_{c3} = t_{c2} + t_{ret} + t_{rel} + t_{int} \quad (5.27)$$

5.3.4 Comportamiento del esquema

El funcionamiento del esquema presentado se analiza ante diversas contingencias, en un sistema con generación térmica con recalentamiento con una capacidad de 4500 Mw. Los datos utilizados se muestran en la Tabla C.6 del Apéndice C.

5.3.4.1 Disturbio mayor

En este caso el disturbio analizado es una pérdida de generación de 1470 Mw, la constante de inercia del sistema después del disturbio es de 3.33 Seg. En la Figura 5.4 se muestra el comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de H_s , se observa que en todos los casos la frecuencia regresa a un valor muy cercano al valor de predisturbio con un comportamiento dinámico diferente, debido a que las magnitudes de los cortes en cada caso son diferentes. Los mayores sobrepasos se presentan en los casos de desconectar la mayor cantidad total de carga, como lo muestra la Tabla 5.1.

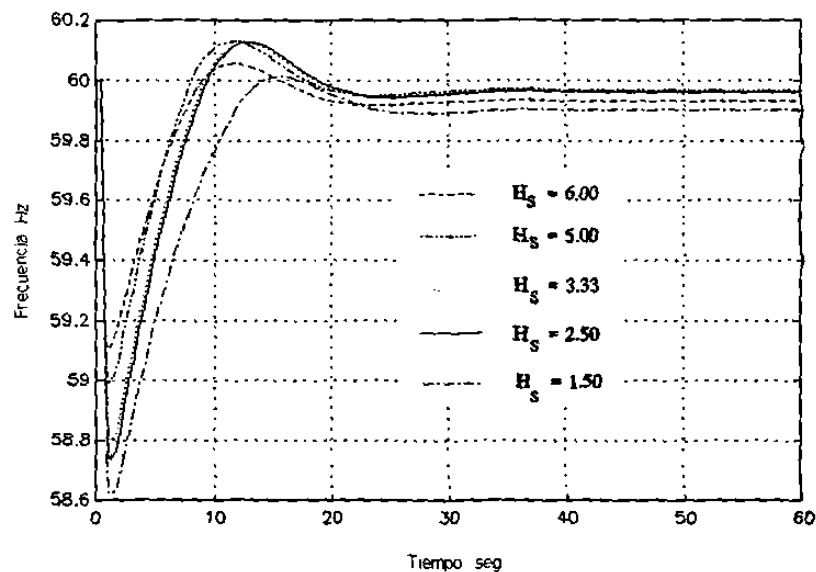


Fig. 5.4 Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio grave

En la gráfica de la Figura 5.5 se muestra el comportamiento inicial de la frecuencia, donde se pueden apreciar las diferentes pendientes de acuerdo a la magnitud del primer corte; se observa que el segundo corte cumple con su objetivo al conseguir una pendiente cercana a cero. La pendiente debida al tercer corte es poco apreciable debido a que este corte de carga es muy pequeño en comparación con la de los cortes anteriores. En todos los casos se corta lo inmediato superior a lo requerido por el corte.

En la Tabla 5.1 se muestran los porcentajes y la magnitud de los cortes de carga realizados por el esquema, el corte total de carga es del mismo orden en todos los casos.

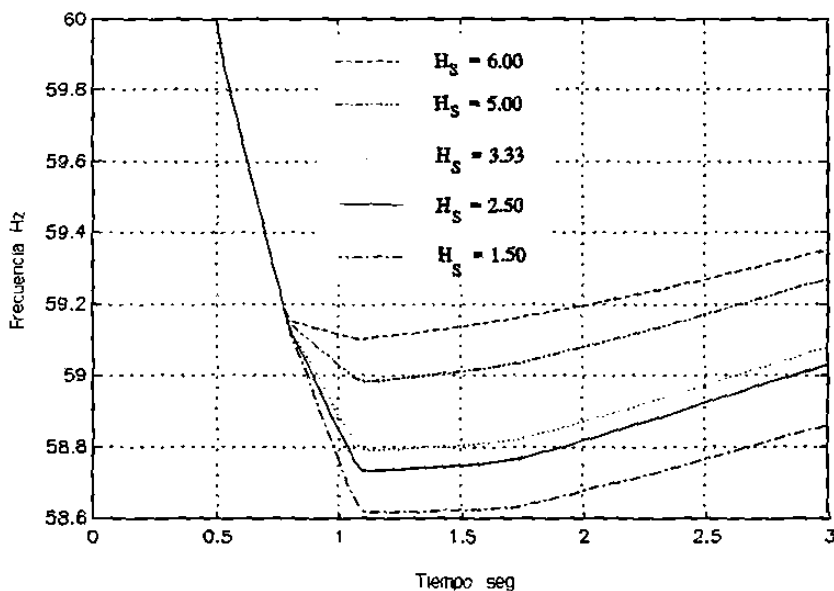


Fig. 5.5 Comportamiento inicial de la frecuencia en un disturbio grave

Tabla 5.1 Cortes de carga ante una pérdida de generación de 1470 Mw

H_s Seg	Primer corte		Segundo corte		Tercer corte		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
6.00	1322	30.5	121	4.0	00	0	1444	34.5
5.00	1102	25.5	327	10.0	29	1	1458	36.5
3.33	759	17.5	637	18.0	59	2	1455	37.5
2.50	650	15.0	742	20.5	59	2	1455	37.5
1.50	434	10.0	934	24.5	58	2	1432	36.5

La Tabla 5.2 muestra los errores en los valores estimados de la constante de

inercia y el requerimiento de corte, se observa que el mayor error se tiene para el caso de utilizar el mayor valor de inercia, este error es del 3.07 %.

Tabla 5.2 Errores en los valores estimados ante una pérdida de generación de 1470 Mw

Hs Seg	Error % ΔP_{est} Ec. (5.3)	Error % Ec. (5.16)		Error % Ec. (5.17) ΔP_{d_s}
		ΔP_{dest}	Hest	
6	76.516	-0.284	3.077	-2.302
5	47.814	0.059	2.894	0.602
3.33	0.022	0.367	2.348	1.122
2.5	-23.941	0.349	2.057	1.002
1.5	-52.643	-0.042	1.099	0.345

5.3.4.2 Disturbio medio

En este caso se analiza una pérdida de generación de 980 Mw, nuevamente se evalúa el efecto de modificar la magnitud de los dos primeros cortes, lo cual se logra considerando diversos valores de H_s , se asume una misma característica de regulación de predisturbio. En la gráfica de Figura 5.6 se muestra el comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema, se observa que la frecuencia regresa a valores cercanos a los de predisturbio con algunos sobrepasos, los mayores sobrepasos se tienen para los casos con cortes de mayor magnitud ($H_s = 6$ y $H_s = 1.5$), la inercia de postdisturbio es de 3.88 Seg. En la Figura 5.7 se muestra el comportamiento inicial de la frecuencia, nuevamente se aprecia el efecto de la magnitud de los cortes en la derivada de la frecuencia. Se observa que a medida que el primer corte es mayor el valor mínimo de la frecuencia es más alto.

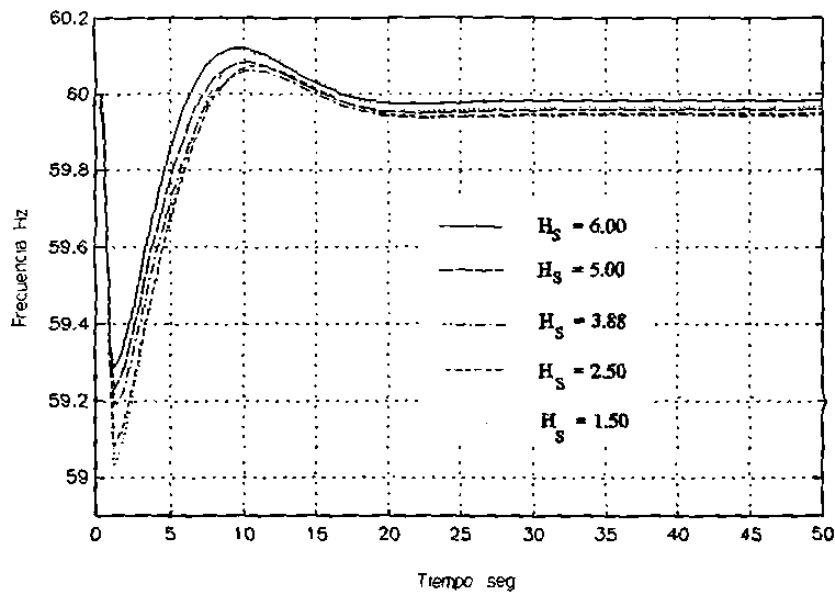


Fig. 5.6 Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio medio

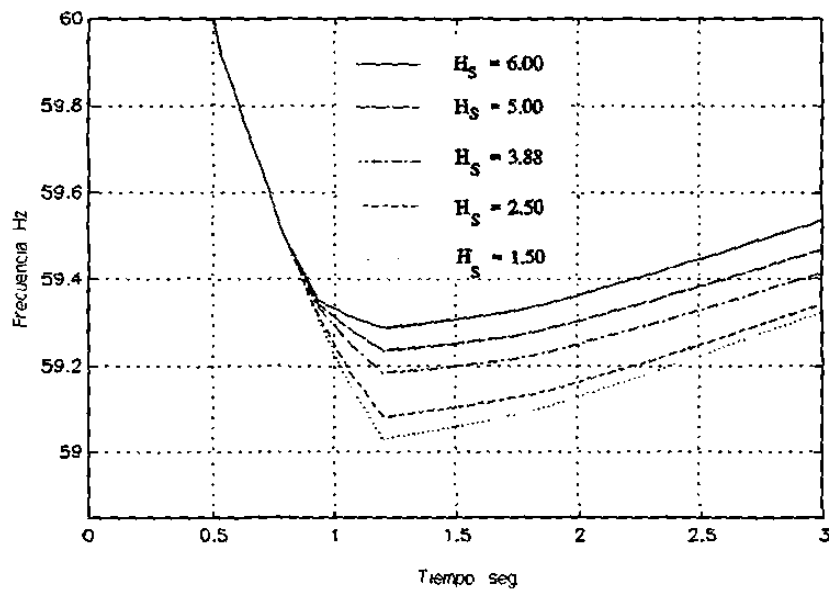


Fig. 5.7 Comportamiento inicial de la frecuencia en un disturbio medio

La Tabla 5.3 muestra que en todos los casos el esquema corta el mismo

porcentaje de carga, pero el total en Mw es diferente para cada caso, por lo que el valor final de la frecuencia es diferente. La Tabla 5.4 muestra que el mayor error en la inercia estimada se tiene para el caso de $H_s = 6$, y los errores más significativos se tienen en los valores utilizados para realizar el primer corte, debido a la diferencia entre H_s y H_v .

Tabla 5.3 Cortes de carga para una pérdida de generación de 980 Mw

H_s Seg	Primer corte		Segundo corte		Tercer corte		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
6.00	759	17.5	179	5	34	1	972	23.5
5.00	651	15	276	7.5	34	1	961	23.5
3.88	542	12.5	378	10	34	1	954	23.5
2.50	326	7.5	597	15	33	1	956	23.5
1.50	2172	5.0	713	17.5	34	1	965	23.5

Tabla 5.4 Errores en los valores estimados para una pérdida de generación de 980 Mw

H_s Seg	Error % Ec. (5.3) ΔP_{est}	Error % Ec. (5.16)		Error % Ec. (5.17) ΔP_{d_s}
		ΔP_{dest}	H_{est}	
6	50.832	-0.516	2.169	-1.844
5	26.708	-0.386	1.945	-0.746
4.66	-0.096	-0.338	1.631	-0.368
2.5	-33.601	-0.760	0.447	-0.76
1.5	-57.72	-1.620	-0.842	-1.62

5.3.4.3 Disturbio ligero

El disturbio analizado es una pérdida de generación de 300 Mw, la constante de inercia de postdisturbio es de 4.66 Seg. En la Figura 5.8 se muestra el comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de regulación ($1/R$), la razón de incluir la variación de este parámetro es evaluar el funcionamiento del esquema ante la posibilidad de desarrollar potencia mecánica en este tipo de disturbios. En todos los casos se observa que la frecuencia regresa a un valor cercano a la condición de predisturbio, con un valor final diferente para cada caso, esto se debe a que el corte total de carga es distinto en los casos con regulación alta ($R = 5, 15, \%$), que en los casos con regulación baja ($R = 30, 50, 75, 100 \%$). En la Figura 5.9 se observa el comportamiento inicial de la frecuencia ante la operación del esquema, la respuesta de la regulación primaria se manifiesta en el valor de la derivada de la frecuencia una vez realizado el primer corte.

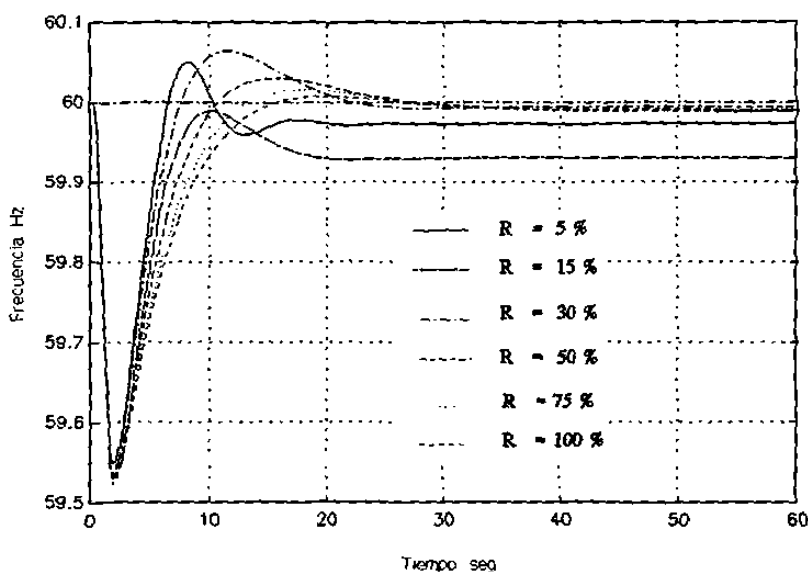


Fig. 5.8 Comportamiento de la frecuencia ante la operación del esquema de corte de carga en un disturbio ligero

La magnitud de los cortes de cada caso se muestran en la Tabla 5.5, se observa que para una regulación alta, el corte total de carga es menor debido a la rápida

respuesta de la regulación primaria, lo que hace que el valor estimado del disturbio sea menor.

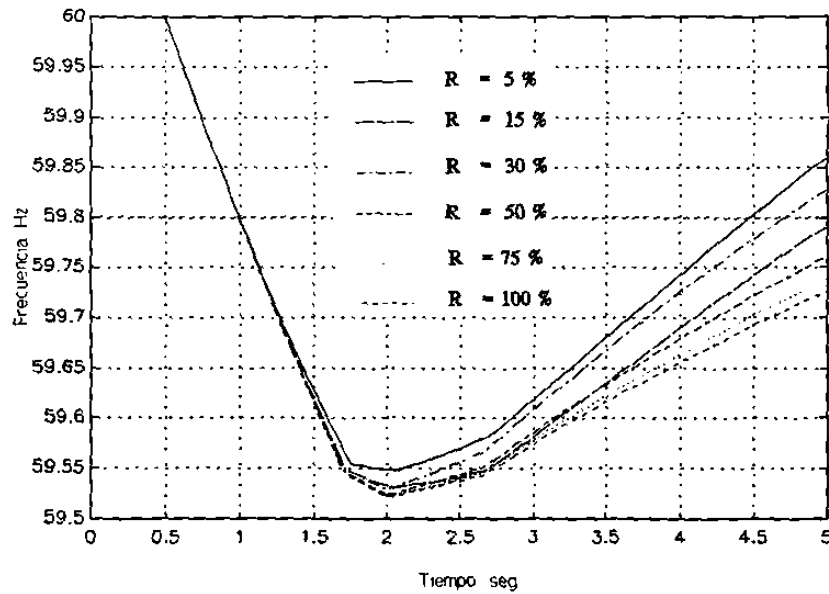


Fig. 5.9 Comportamiento inicial de la frecuencia ante un disturbio ligero

Tabla 5.5 Cortes de carga para una pérdida de generación de 300 Mw

R %	Primer corte		Segundo corte		Tercer corte		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
5	174	4.0	42	1.0	41	1.0	257	6.0
15	174	4.0	42	1.0	41	1.0	257	6.0
30	174	4.0	83	2.0	41	1.0	298	7.0
50	174	4.0	83	2.0	41	1.0	298	7.0
75	174	4.0	83	2.0	41	1.0	298	7.0
100	174	4.0	83	2.0	41	1.0	298	7.0

La Tabla 5.6 muestra el porcentaje de error en los valores estimados, se observa un mayor porcentaje de error en el valor de la constante de inercia estimada para los casos con regulación alta debido a la variación de la potencia mecánica.

Tabla 5.6 Errores en los valores estimados para una pérdida de generación de 300 Mw

R %	Error % Ec. (5.3) ΔP_{est}	Error % Ec. (5.16)		Error % Ec. (5.17) ΔP_{d_a}
		ΔP_{dest}	Hest	
5	-5.27	-14.16	-3.183	-31.42
15	2.81	-6.207	-2.849	-12.01
30	5.35	-2.779	-1.832	-3.61
50	6.29	-1.42	-1.415	0.415
75	6.76	-0.768	-1.200	1.22
100	7.00	-0.431	-1.090	2.045

5.3.4.4 Análisis de resultados

- En los casos anteriores se observa que el esquema corta lo suficiente para lograr que la frecuencia regrese a valores cercanos e inferiores al de predisturbio, el corte total en todos los casos es inferior a la pérdida de generación, es decir se evitan sobretiros.
- La de recuperación de la frecuencia es más lenta que la caída inicial, esto se debe a que la diferencia entre las potencias eléctricas y mecánicas es mayor al inicio del disturbio que una vez realizados los cortes de carga.

- Se observan casos donde con un mismo porcentaje total de corte de carga el valor final de la frecuencia es diferente; esto se debe a que la potencia de la carga varía una vez iniciado el disturbio por lo que al realizar los cortes en diferentes instantes de tiempo la carga tiene un valor diferente en Mw.
- Para una misma regulación ($1/R$), los mayores sobrepasos se presentan en los casos donde se realiza el mayor corte total de carga (casos $H = 5$, $H = 3.33$, $H = 2.5$ del disturbio grave y casos $H = 6$, $H = 1.5$ del disturbio medio).
- Los sobrepasos se deben a que en el momento del corte existe un cambio en la potencia mecánica, esto permite una recuperación más rápida de la frecuencia, tales sobrepasos se presentan cuando la potencia mecánica es mayor que lo que faltó por cortar.

5.4 REQUERIMIENTOS DE ESTIMACION PARA EL ESQUEMA DE CORTE DE CARGA EN SISTEMAS CON DOS AREAS COHERENTES

En el capítulo cuatro se presentaron diversos casos de corte de carga con un comportamiento aceptable de la frecuencia en un sistema formado por dos áreas. Para que un esquema de corte de carga logre un comportamiento similar, ante la ocurrencia de disturbios de diferente severidad, es necesario determinar las constantes de inercia de cada área interconectada, los instantes de tiempo en los que la derivada de la frecuencia es mínima, el valor de la pérdida de generación, los cortes de carga requeridos y el área en que ocurrió el desbalance inicial.

5.4.1 Estimación del desbalance de potencias

La dinámica de la variación de la frecuencia de cada área está dada por (5.28).

$$\begin{aligned}\frac{d\Delta f_a}{dt} &= \frac{1}{2H_a}(\Delta P_{mec_a} - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a - \Delta P_{ab}) \\ \frac{d\Delta f_b}{dt} &= \frac{1}{2H_b}(\Delta P_{mec_b} - \Delta P_{dis_b} - D_b \Delta f_b + \Delta P_{ab})\end{aligned}\quad (5.28)$$

Cuando el disturbio ocurre en el área A considerando que en los instantes iniciales la potencia mecánica no cambia, entonces (5.28) se puede escribir como (5.29).

$$\begin{aligned}-2 H_a \frac{d\Delta f_a}{dt} &= (\Delta P_{dis_a} + D_a \Delta f_a + \Delta P_{ab}) \\ &= \Delta P_{est_a} \\ -2 H_b \frac{d\Delta f_b}{dt} &= (D_b \Delta f_b - \Delta P_{ab}) \\ &= \Delta P_{est_b}\end{aligned}\quad (5.29)$$

En (5.29) se observa que la derivada de la variación de la frecuencia y la constante de inercia del área A determinan el desbalance inicial de potencia (ΔP_{dis_a}), la variación de la carga con la frecuencia ($D_a \Delta f_a$) y la variación de flujo en el enlace (ΔP_{ab}). La derivada de la variación de la frecuencia y la constante de inercia del área B determinan la contribución de esa área, al disturbio a través del enlace y la variación de la carga con la frecuencia de esa área ($D_b \Delta f_b$).

La Figura 5.10 muestra el comportamiento de (5.29) ante una pérdida de generación de 200 Mw en el sistema de dos áreas analizado en capítulo anterior, sección 4.5. Se observa que el cálculo utilizando (5.29) permite obtener una estimación del desbalance que se tiene en cada área, el cual varía de acuerdo a la contribución del enlace y es diferente en cada instante de tiempo, la magnitud del disturbio se estima en los instantes iniciales del mismo.

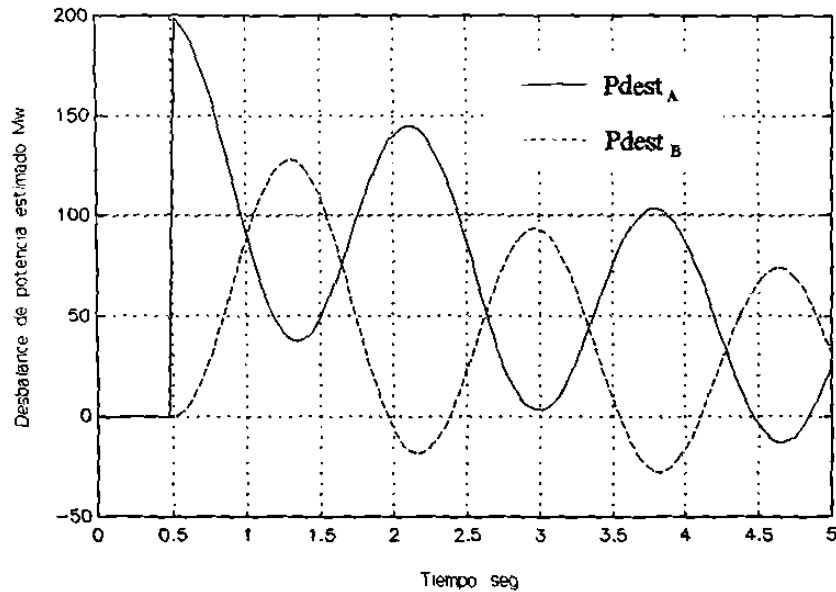


Fig. 5.10 Comportamiento del desbalance de potencia estimado en cada área

5.4.2 Estimación de la constante de inercia

Al igual que en el caso de un área equivalente, se utiliza un corte de carga para determinar el valor de la constante de inercia, este valor corresponde al área que realiza el corte, la diferencia entre la variación de las potencias eléctricas y mecánicas en el área A está dada por (5.30).

$$\Delta P_{mec_a}^i - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a^i - \Delta P_{ab}^i = 2 H_a \frac{d\Delta f^i}{dt} \quad (5.30)$$

Al realizar un corte de carga (ΔP_{dc_a}), (5.30) se convierte en (5.31).

$$\Delta P_{mec_a}^j - \Delta P_{dis_a} - D_a \Delta f_a^j - \Delta P_{ab}^j + \Delta P_{dc_a} = 2 H_a \frac{d\Delta f^j}{dt} \quad (5.31)$$

Asumiendo que las variaciones de las potencias mecánicas y eléctricas y el flujo en el enlace no cambian apreciablemente en los instantes posteriores al corte, se obtiene (5.32), que estima el valor de la constante de inercia (H_{est}).

$$Hest = \frac{\Delta Pdc_a}{2 \left(\frac{d\Delta f^j}{dt} - \frac{d\Delta f^i}{dt} \right)} \quad (5.32)$$

donde:

$\frac{d\Delta f^i}{dt}$: Derivada de la frecuencia antes del corte

$\frac{d\Delta f^j}{dt}$: Derivada de la frecuencia después del corte

5.4.3 Estimación de la pérdida de generación

El valor de la pérdida de generación se puede estimar utilizando la variación de la frecuencia en los instantes iniciales ($d\Delta f^0/dt$) y la constante de inercia del área donde ocurre la perturbación.

$$\Delta Pdest = - 2 Hest \frac{d\Delta f^0}{dt} \quad (5.33)$$

5.4.4 Identificación del área con disturbio

Para determinar que área tiene el disturbio se requiere la información del flujo en el enlace, la relación entre la razón de cambio del mismo en función de la variación de frecuencia está dada por (5.34), para la dirección de flujo del área A al área B.

$$\frac{d\Delta P_{ab}}{dt} = Kab (\Delta f_a - \Delta f_b) \quad (5.34)$$

Como se ilustró en el capítulo anterior, inicialmente la variación de la frecuencia en el área con disturbio es más rápida que el área sin disturbio, de esta forma si el

disturbio ocurre en el área A se tendrá que $\frac{dP_{ab}}{dt} < 0$ y si el disturbio ocurre en el área

$$B \frac{dP_{ab}}{dt} > 0.$$

Desde el punto de vista de áreas importadoras y exportadoras se tendrá que si el disturbio es en el área importadora el flujo tenderá a incrementarse y si es en el área exportadora este tenderá a disminuir.

5.4.5 Máximos y/o mínimos de df/dt

El valor instantáneo de la derivada de la frecuencia se obtiene dividiendo la diferencia entre el valor de frecuencia actual (f_k) y el valor de frecuencia anterior (f_{k-1}) entre el tiempo entre muestras (Δt), como se indica en (5.35).

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_k - f_{k-1}}{\Delta t} \quad (5.35)$$

Cuando la derivada tiende a incrementarse, el valor actual es mayor que el valor anterior; en esta condición el máximo se detecta simplemente cuando el valor actual sea menor que el valor anterior. Cuando la derivada tiende a disminuir, el valor actual es menor que el valor anterior; en esa condición el mínimo se detecta cuando valor actual sea mayor al anterior.

Otra alternativa es utilizar la derivada del flujo de potencia en el enlace. Cuando se alcanza un máximo o un mínimo la derivada del flujo en el enlace es igual a cero; si el flujo en el enlace es mayor al valor de predisturbio, el valor de la derivada será mínimo en el caso de un área exportadora y máximo en el caso de un área importadora, y si el flujo es menor al valor de predisturbio, el valor de la derivada será máximo en el caso de un área exportadora y mínimo en el caso de un área importadora.

De esta forma, entre el instante en el que se inicia el disturbio y el que se alcanza un máximo ($t_{m\acute{a}x}$) o mínimo ($t_{mín}$), se obtiene el tiempo de un medio ciclo de la oscilación de la frecuencia (t_{os}); el instante en el que se alcanza un mínimo se estima con (5.36).

$$t_{mín} = t_{m\acute{a}x} + t_{os} \quad (5.36)$$

5.5 ESQUEMA DE CORTE DE CARGA BASICO EN SISTEMAS CON DOS AREAS COHERENTES

Este esquema trata de contrarrestar la pérdida de generación con dos o tres cortes de carga en el área afectada, tratando de evitar desconexiones mayores al disturbio ocurrido; como se mostró en el capítulo cuatro, la derivada de la frecuencia permite estimar el desbalance entre las potencias mecánica y eléctrica de los generadores, sin embargo, es diferente en cada instante de tiempo, de acuerdo con la capacidad del enlace y de las áreas que forman el sistema.

5.5.1 Primer corte

El primer corte de carga tiene como objetivos:

- Evitar una pérdida de sincronismo ante disturbios severos
- Estimar el valor de la constante de inercia
- Estimar la pérdida de generación

Para lograr estos objetivos es necesario realizar un corte de carga, este corte es alrededor del 50% del valor estimado por (5.29), utilizando el valor de la constante de inercia de predisturbio. Una vez realizado el corte se estima el valor de la constante de inercia utilizando (5.32). El valor del disturbio estimado se determina con el valor de la inercia estimada y los valores iniciales de la derivada de la frecuencia como se indica en (5.33). Los posibles criterios para realizar este corte de carga son:

- * Nivel de frecuencia
- * Nivel de df/dt
- * Nivel de frecuencia y df/dt

En todos los casos el nivel de ajuste se selecciona considerando las condiciones en que el sistema no es capaz de recuperarse por sí solo ante la contingencia. Este corte sólo se realiza en el área con disturbio, si la frecuencia en el área no afectada alcanzó el nivel de operación será necesario evitar la desconexión de carga en esa área.

5.5.2 Segundo corte

Este corte de carga adicional tiene como objetivos:

- Ajustar el corte de carga al desbalance inicial estimado.
- Estimar la constante de inercia y la pérdida de generación.

Para conseguir este objetivo, la magnitud del corte requerido (ΔPdc_2) se determina como el desbalance de potencia estimado menos el primer corte (ΔPdc_1), como se indica en (5.36).

$$\Delta Pdc_2 = \Delta Pdest - \Delta Pdc_1 \quad (5.36)$$

El momento en el que se realiza este corte es cuando la derivada de la frecuencia en el área afectada es mínimo de acuerdo con (5.35).

En el caso de disturbios muy severos, es posible que el primer corte no sea suficiente para evitar la pérdida de sincronismo y se requiera de un corte de carga adicional rápido, en este caso la magnitud del corte se relaciona con la severidad del disturbio y debe ser suficiente para evitar la pérdida de sincronismo; el criterio para realizar este corte es la existencia de niveles de frecuencia y de derivada de frecuencia después del primer corte que indiquen que el primer corte no es suficiente para evitar la pérdida de sincronismo.

5.5.3 Tercer corte

Este tercer bloque tiene como objetivos:

- Ajustar el corte carga a la pérdida de generación en el caso de grandes disturbios.
- Evitar recuperaciones lentas en el caso de disturbios menores.
- Estimar la constante de inercia y la pérdida de generación.

Si por alguna razón los dos primeros cortes no son suficientes para que la frecuencia inicie su recuperación, es necesario realizar este corte (ΔPdc_3), el valor se determina como el desbalance inicial de potencia estimado en el segundo corte menos los dos primeros cortes, por lo que el criterio para realizar este corte es tener un valor mayor al siguiente bloque de carga disponible, el corte se realiza en el instante estimado para el valor mínimo de la derivada de la frecuencia.

5.5.4 Comportamiento del esquema ante disturbios en el área de mayor capacidad

El esquema descrito se analiza en un sistema formado por dos áreas interconectadas por un enlace de 245 Mw de capacidad máxima, las áreas tienen una capacidad de 2000 Mw (área A) y 1000 Mw (área B), la dirección del flujo de potencia es del área de mayor capacidad a la de menor capacidad, los datos de los parámetros utilizados se muestran en la Tabla C.8 del Apéndice C.

5.5.4.1 Pérdida de 750 Mw de generación (disturbio grave)

Este disturbio requiere cortes de carga rápidos para evitar la pérdida de sincronismo, el tercer corte complementa el total del disturbio. La Figura 5.11 muestra el comportamiento de: la frecuencia, la derivada de la frecuencia y el flujo a través del enlace. La Tabla 5.7 muestra los valores reales y estimados de la constante de inercia en el área con disturbio, los valores estimados del disturbio obtenidos con (5.33) y los

valores de los cortes realizados en los diferentes pasos.

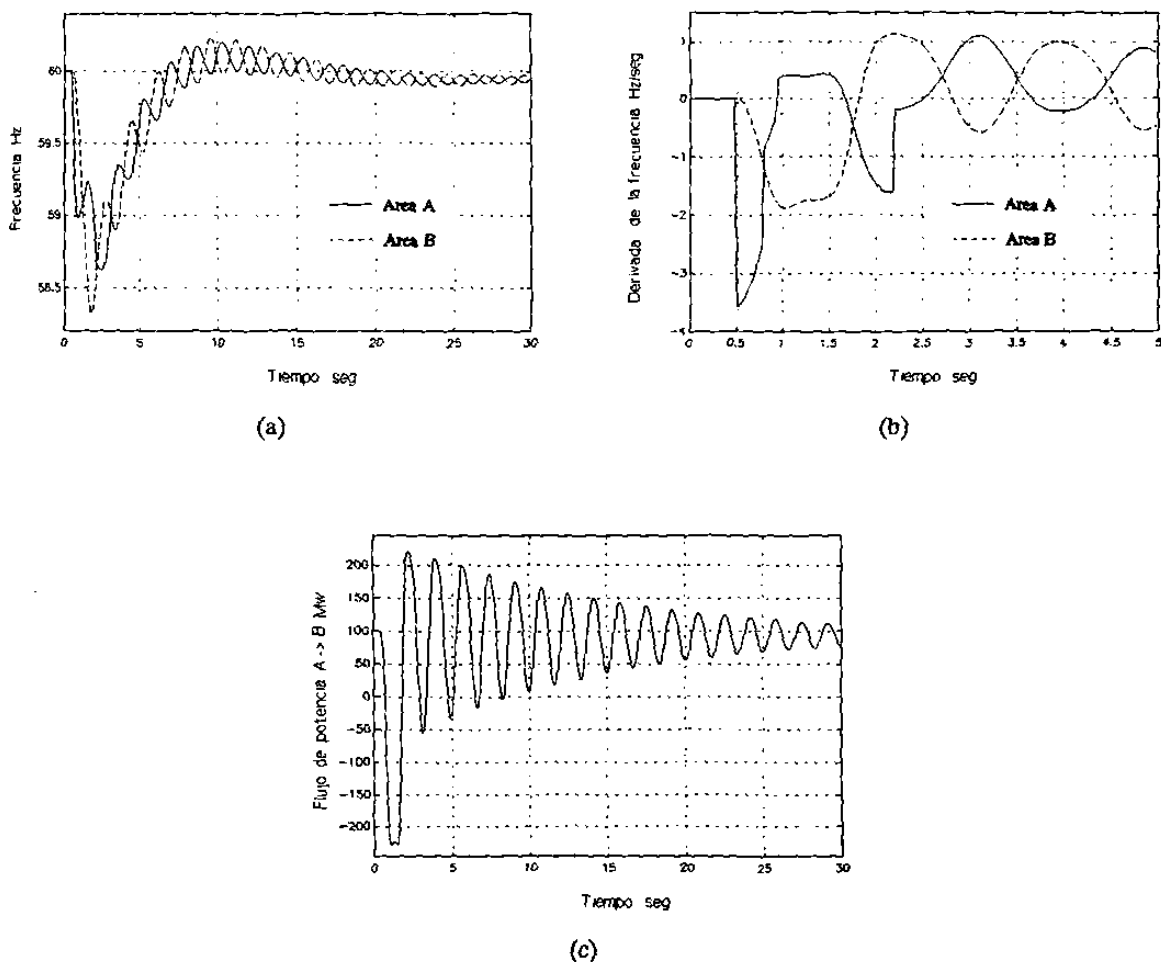


Fig. 5.11 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 750 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace

Tabla 5.7 Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 750 Mw en el área A

Paso / área A	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primer	3.125	2.9895	-4.34	702	310
Segundo	3.125	3.0130	-3.56	703	131
Tercero	3.125	3.1221	-0.09	733	294

Se observa que la frecuencia regresa a un valor cercano al de predisturbio con oscilaciones, la gráfica de la derivada de la frecuencia muestra que los dos primeros cortes se realizan rápidamente logrando alcanzar un valor positivo, el tercer corte se realiza cuando la desaceleración es máxima, las oscilaciones se presentan debido a que con ese corte no se logró igualar las magnitudes de las derivadas de la frecuencia.

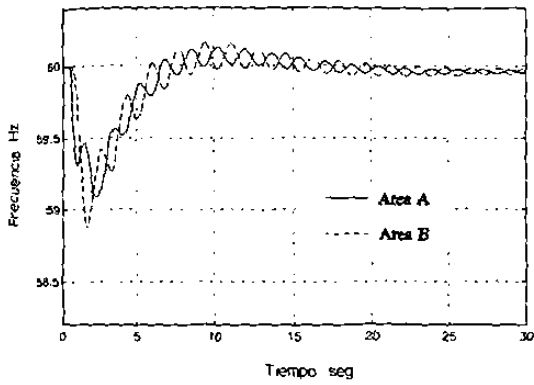
5.5.4.2 Pérdida de 500 Mw de generación (disturbio medio)

La Figura 5.12 muestra el comportamiento de las variables de interés: frecuencia, derivada de la frecuencia y flujo en el enlace ante la operación del esquema, en este caso sólo se realizan dos cortes de carga. La Tabla 5.8 muestra los valores estimados de la pérdida de generación y de la constante de inercia obtenidos en cada corte, y la magnitud de los cortes realizados.

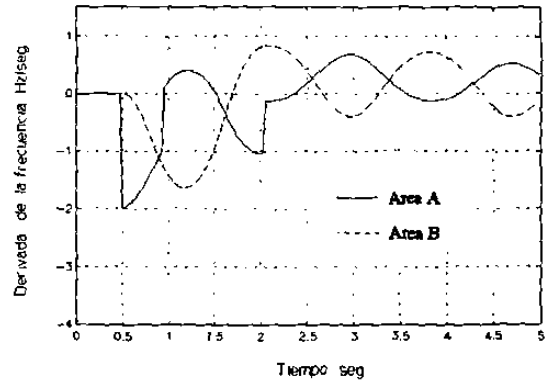
Tabla 5.8 *Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 500 Mw en el área A*

Paso / área A	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primero	3.75	3.630	-3.03	476	265
Segundo	3.75	3.754	0.11	491	231

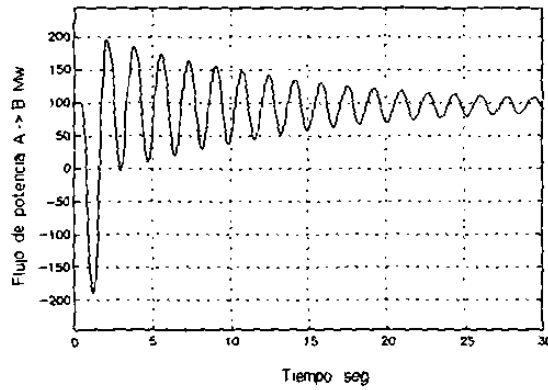
Se observa que la frecuencia regresa a 60 hz con un comportamiento oscilatorio, el flujo en el enlace tiende a estabilizarse en un valor cercano al de predisturbio, el segundo corte de carga no logra igualar las pendientes de la frecuencia, se observa también que los valores estimados de la constante de inercia y del disturbio inicial son bastante aceptables. La Figura 5.13 muestra el comportamiento de la frecuencia al realizar un tercer corte de carga de magnitud de 96.5 Mw para tratar de igualar las derivadas de la frecuencia, se observa que el valor final es muy superior al de predisturbio, la amplitud de oscilaciones es menor que en caso de dos cortes como se puede apreciar en el flujo en el enlace.



(a)

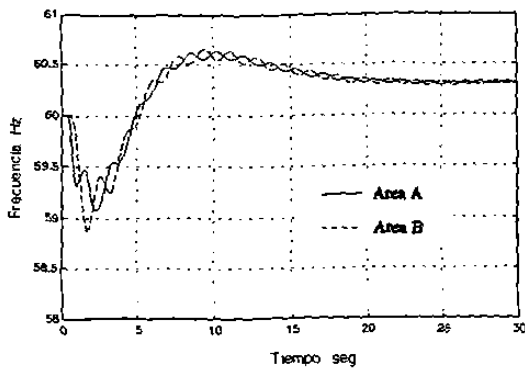


(b)

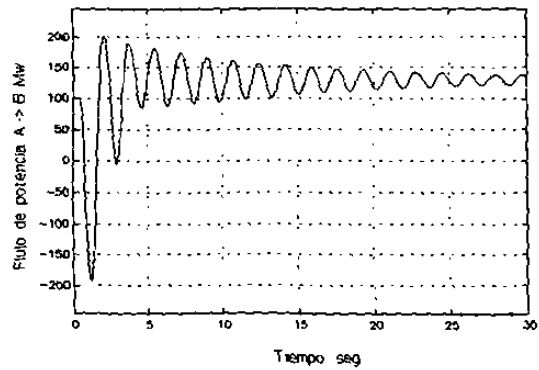


(c)

Fig. 5.12 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 500 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace



(a)



(b)

Fig. 5.13 Comportamiento ante un tercer corte de 96.5 Mw, (a) frecuencia, (b) flujo en el enlace

5.5.4.3 Pérdida de 300 Mw de generación (disturbio ligero)

Este disturbio también es contrarrestado con dos cortes de carga. El comportamiento de la frecuencia, la derivada de la frecuencia y flujo en el enlace se ilustra en la Figura 5.14.

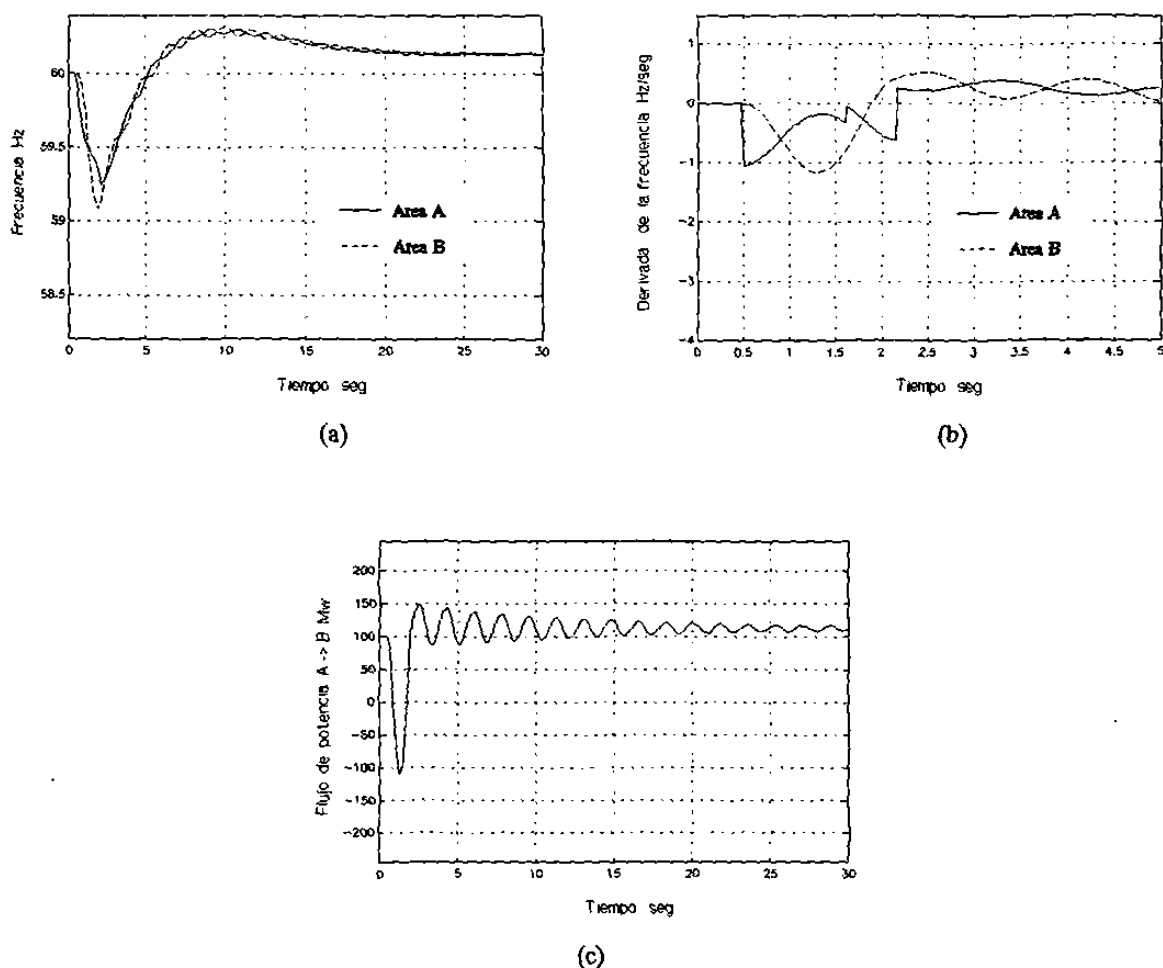


Fig. 5.14 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 300 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace

Se observa que el valor mínimo de la frecuencia es más alto que los casos anteriores debido a que la magnitud del disturbio es menor, la amplitud de las oscilaciones disminuye apreciablemente debido a que el segundo corte lleva el valor de

la pendiente de la frecuencia a un valor cercano al del área no afectada. El corte total de carga es mayor que el disturbio debido a lo cual la frecuencia se estabiliza en un valor superior a 60 hz, el flujo en el enlace se estabiliza en un valor ligeramente superior al de predisturbio. La Tabla 5.9 muestra los valores estimados de la constante de inercia y el disturbio así como los valores de corte de carga realizados.

Tabla 5.9 *Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 300 Mw en el área A*

Paso / área A	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primero	4.25	4.447	4.64	309	88
Segundo	4.25	4.271	0.50	297	250

5.5.5 Comportamiento del esquema ante pérdidas de generación en el área de menor capacidad

En esta sección se presenta el análisis del comportamiento del esquema ante disturbios en el área de menor capacidad (área B).

5.5.5.1 Pérdida de 250 Mw de generación (disturbio grave)

Para contrarrestar este disturbio es necesario realizar dos cortes rápidos de carga a fin de evitar la pérdida de sincronismo, el tercer corte realiza el ajuste a un valor cercano al disturbio; el comportamiento de la frecuencia, la derivada de la frecuencia y el flujo a través del enlace se muestra en la Figura 5.15. La Tabla 5.10 muestra los valores de los cortes realizados en los diferentes pasos así como los valores reales y estimados de la constante de inercia del área con disturbio.

El comportamiento de la frecuencia es oscilatorio con valores mínimos superiores

al caso de un disturbio de la misma severidad en al área A, los primeros dos cortes evitan la pérdida de sincronismo, en ambos se obtiene un valor estimado aceptable de la constante de inercia y del disturbio inicial, por lo que la magnitud del tercer corte complementa lo requerido para contrarrestar el disturbio. Del comportamiento de flujo en el enlace se observa que rápidamente se alcanza la máxima capacidad por lo que el área mayor no contribuye más al disturbio, el valor final tiende a ser el de predisturbio.

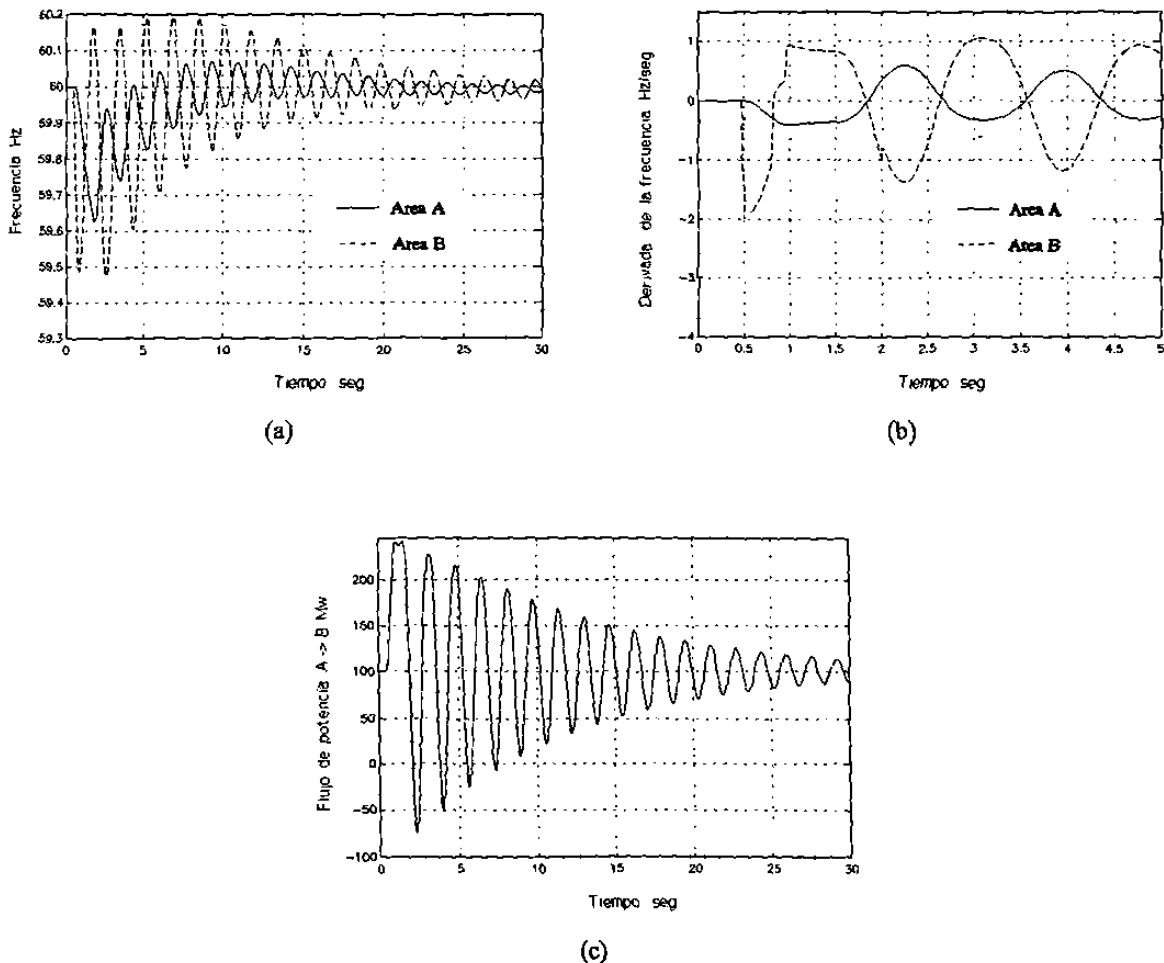


Fig. 5.15 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 250 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace

Tabla 5.10 *Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 250 Mw en el área B*

Paso / área B	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primero	3.75	3.521	-3.44	235	141
Segundo	3.75	3.701	-1.29	240	70
Tercero	3.75	3.439	-8.32	223	36

5.5.5.2 Pérdida de 150 Mw de generación (disturbio medio)

El comportamiento de las variables de interés, frecuencia, derivada de la frecuencia y flujo en el enlace ante la operación del esquema se ilustra en la Figura 5.16. en este caso se contrarresta con dos cortes de carga de magnitud indicada en la Tabla 5.11.

Se observa una recuperación de la frecuencia a un valor ligeramente superior a 60 Hz, los valores mínimos alcanzados con el corte de carga son superiores al caso anterior y ligeramente menores del mínimo en estado estable (59.7 hz), el comportamiento oscilatorio de la frecuencia se refleja el flujo en el enlace donde se alcanzan diferencias apreciables, el valor final tiende al de predisturbio.

Tabla 5.11 *Parámetros estimados ante una pérdida de generación de 150 Mw en el área B*

Paso / área B	Hreal (Seg)	Hest (Seg)	Error (%)	ΔP_{dest} (Mw)	Corte (Mw)
Primero	4.25	4.142	-2.48	143	94
Segundo	4.25	4.865	4.81	154	64

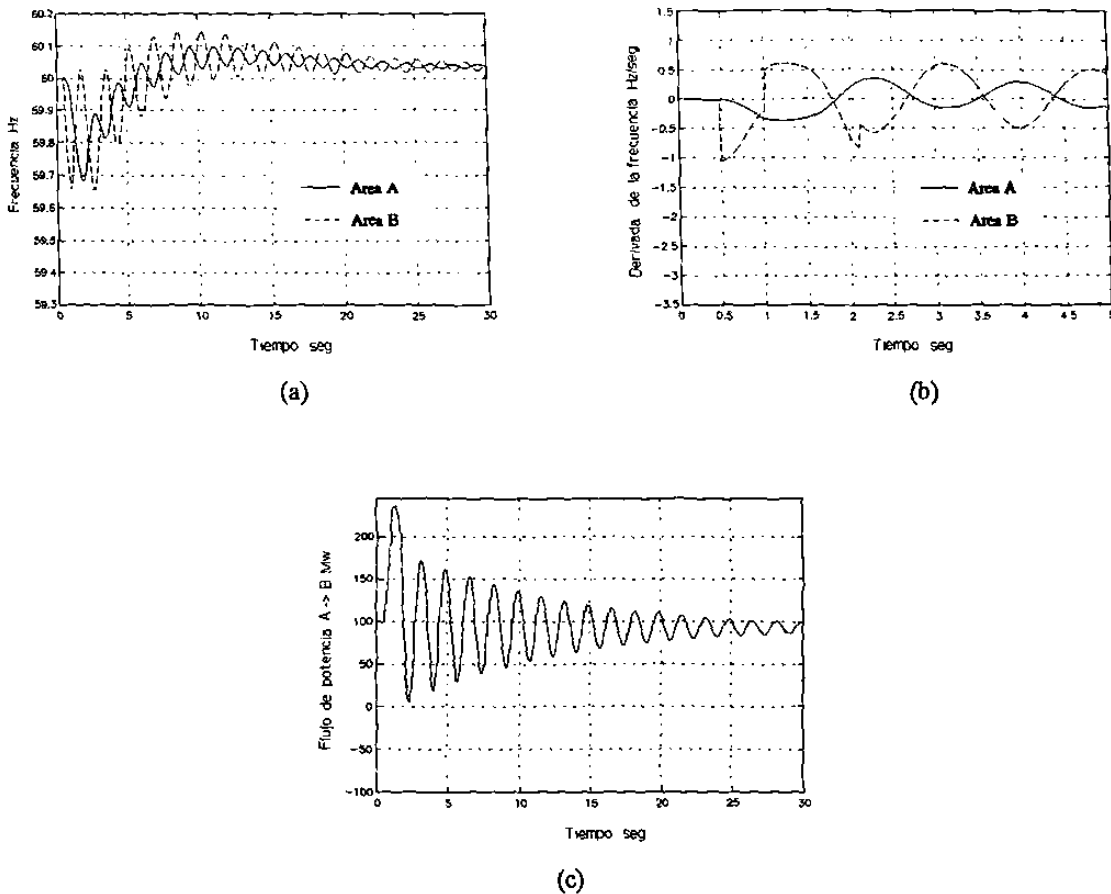


Fig. 5.16 Comportamiento del esquema ante una pérdida de generación de 150 Mw, (a) frecuencia, (b) derivada de la frecuencia, (c) flujo en el enlace

5.5.6 Análisis de resultados del comportamiento del esquema

- Los valores estimados de la constante de inercia no presentan errores superiores al 8 % del valor de postdisturbio, este error se puede considerar aceptable para determinar el cálculo de la pérdida de generación y de los cortes requeridos para contrarrestarla.
- El mayor error del valor estimado de la constante de inercia se debe a que en

el instante en el que se realiza el corte de carga se tiene una variación rápida del flujo a través del enlace.

- El criterio de utilizar el nivel de la frecuencia para realizar el primer corte de carga hace que el bloque de carga sea diferente para cada disturbio, de acuerdo con el valor de la derivada de frecuencia que se tenga en ese momento, y cumple con el objetivo de estimar aceptablemente el valor de la constante de inercia y del disturbio.
- El segundo corte de carga también cumple con el objetivo de complementar el requerimiento necesario para contrarrestar el disturbio, esto se debe a los valores estimados en el primer corte; en el caso de disturbios graves la magnitud del corte se determina en base a estudios que indiquen que el primer corte no es suficiente para evitar la pérdida de sincronismo.
- El tiempo estimado para realizar el corte complementario es aceptable en el caso de disturbios medios y ligeros, en el caso de disturbios severos hay casos en que tal estimado difiere del instante en que se tiene un mínimo.
- El esquema cumple con el objetivo de evitar desconexiones de carga mayores a la pérdida de generación, pero el comportamiento oscilatorio de la frecuencia no se puede evitar debido a que los cortes de carga realizados no logran igualar las derivadas de la frecuencia en las áreas.
- Los disturbios de la misma severidad afectan en mayor medida al área de menor capacidad debido a que rápidamente se alcanza la capacidad máxima del enlace y el área mayor no puede contribuir a contrarrestarlo.

5.6 ESQUEMA DE CORTE GENERALIZADO EN UN SISTEMA COHERENTE

En un caso más general, el SEP está expuesto a perturbaciones adicionales a la que inició la caída de la frecuencia, tales perturbaciones pueden ocurrir en cualquier instante de tiempo, inclusive en el momento en que se realiza alguno de los cortes de carga.

5.6.1 Antecedentes

Para estimar los valores de la constante de inercia y del disturbio se utilizan valores de frecuencia y de su derivada antes y después del corte; los valores de precorte son los promedios obtenidos desde el instante en el que se alcanza el nivel de ajuste de operación del corte (t_{set}) hasta el instante en que se realiza el corte (t_c), y los valores de postcorte son los promedios entre el instante de corte y un tiempo de muestreo (t_m) del orden de 0.15 seg. Si la perturbación adicional ocurre en los instantes en que se obtiene el promedio, combinando datos del primero y segundo disturbios, la estimación tiene un error; esto se ilustra en los siguientes casos, en que ocurre un disturbio adicional al primero en el instante de tiempo (t_{da}) cercano al momento de realizar la estimación de la magnitud del segundo corte.

a) El disturbio ocurre antes de activar el primer corte: En este caso los valores estimados son confiables, pues como se observa en la Figura 5.17 (a) el valor promedio de precorte contienen información debida a los dos disturbios, el valor estimado del disturbio es igual a la suma de los dos disturbios.

b) El disturbio ocurre después de activar el primer corte, pero antes de que el corte se realice: En este caso el valor promedio de precorte contiene información del primer disturbio y del disturbio adicional, como se observa en al Figura 5.17 (b), en este caso la estimación tiene error.

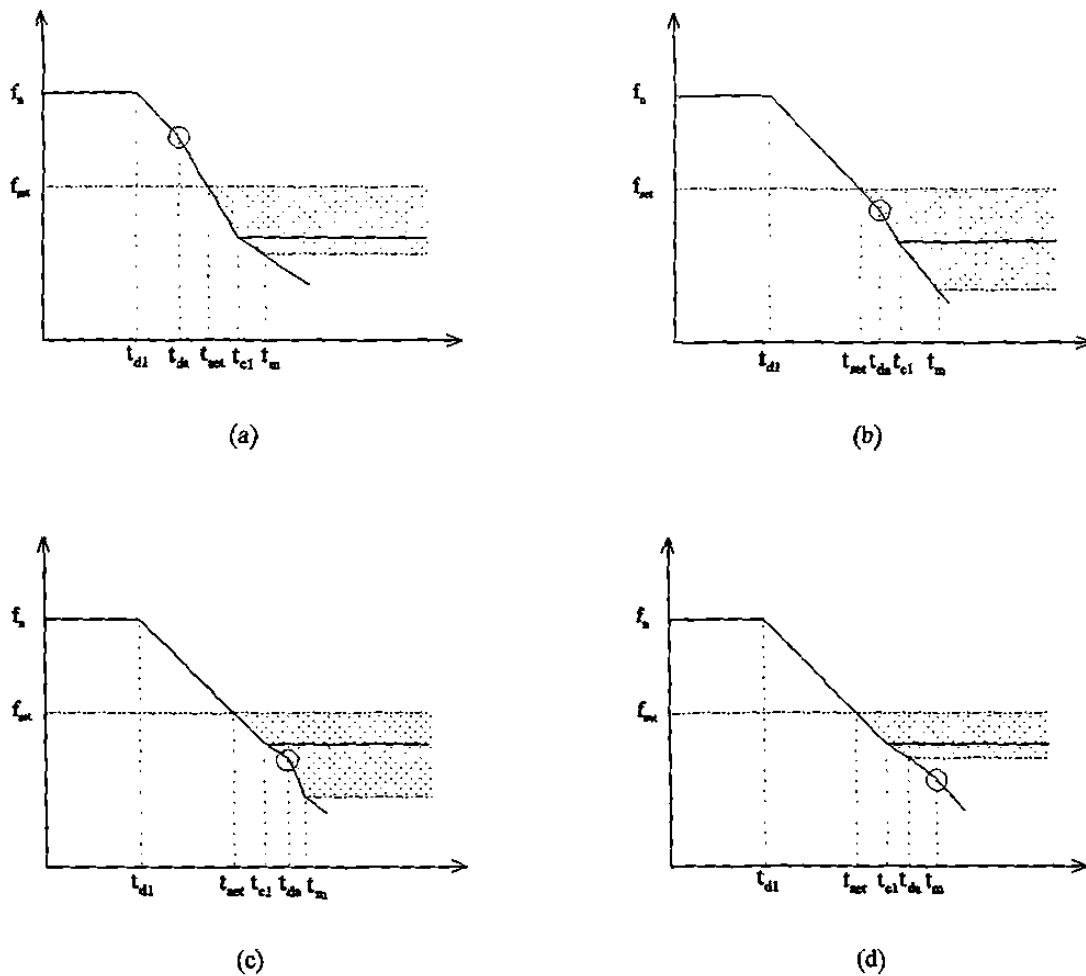


Fig 5.17 Comportamiento de la frecuencia ante un disturbio adicional, (a) antes de activar el corte, (b) después de activar el corte pero antes de realizarlo, (c) después de realizar el corte pero antes de alcanzar el tiempo de muestreo, (d) después de alcanzar el tiempo de muestreo.

c) El disturbio ocurre después de realizar el primer corte pero antes de alcanzar el instante de muestreo: En este caso el promedio de postcorte contiene información del primer disturbio menos el primer corte y del segundo disturbio, como se observa en la Figura 5.17 (c), también en este caso el valor estimado del disturbio tiene error.

d) El disturbio ocurre después de alcanzar el tiempo de muestreo: En este caso el

estimado obtenido es el primer disturbio, pero no se detecta el disturbio adicional, como se muestra en la Figura 5.17 (d).

5.6.2 Modificaciones al esquema básico

Ante un disturbio adicional, el esquema descrito en la sección 5.3 no estimaría el requerimiento de corte de carga necesario para contrarrestar ambos disturbios, una solución a esta limitación es realizar la estimación del requerimiento de corte tanto, en el segundo corte como en el tercero. Sin embargo, si el disturbio adicional ocurre en los instantes en que se obtiene el requerimiento del tercer corte o después de realizar el mismo, no habría manera de detectar el disturbio adicional y el esquema no restablecerá la frecuencia a valores cercanos al de predisturbio; una solución a este problema consiste en agregar una segunda etapa de operación al esquema, la cual utiliza la misma filosofía de los tres primeros cortes. Esta etapa opera cuando el tercer corte no logra una recuperación de la frecuencia a un nivel cercano al de predisturbio, consta de tres cortes adicionales los cuales operan secuencialmente, de acuerdo a las condiciones de la frecuencia; los intereses perseguidos en cada corte se describen a continuación.

5.6.2.1 Cuarto corte

Su objetivo es proteger contra disturbios que no pueden ser contrarrestados con la operación del tercer corte, se estima nuevamente el valor de la constante de inercia y el nuevo requerimiento de corte, el monto de este corte es un 85 % de lo estimado con la inercia obtenida en el segundo o tercer corte, el criterio para realizar este corte es que la derivada de la frecuencia sea menor o igual a cero y que el nivel de frecuencia sea inferior al nivel mínimo de operación en estado estable, después de un retardo de τ segundos del tercer corte.

5.6.2.2 Quinto corte

El objetivo es restablecer la frecuencia a valores cercanos al de predisturbio en el caso de no ser suficiente el cuarto corte y proteger contra disturbios que no puedan ser detectados por el cuarto corte, en ambos casos el monto de este corte es aproximadamente el 85% de lo estimado con el valor de inercia calculado en el cuarto, tercero o segundo corte. El criterio para realizar este corte es $df/dt \leq 0$ y $f < f_{min}$ después de un retardo de τ segundos del cuarto corte.

5.6.2.3 Sexto corte

El objetivo es proteger contra disturbios que no fueron contrarrestados por el quinto corte, el monto de este corte es el 85% de lo estimado con el valor de la constante de inercia obtenida en el quinto corte, el criterio de operación es que $df/dt \leq 0$ y $f < f_{min}$. Una vez realizado este corte es posible estimar la inercia y el requerimiento de corte si es que ha ocurrido un nuevo disturbio, lo cual daría a inicio una siguiente etapa en el caso de un esquema más general.

5.6.3 Casos de prueba

Se presentan tres casos en los que se aplican disturbios adicionales para ilustrar las ideas aplicadas en el esquema modificado, evaluando su comportamiento. El sistema de prueba tiene una capacidad de 4500 Mw, los datos adicionales se proporcionan en la Tabla C.6 del Apéndice C; los disturbios adicionales ocurren después de un disturbio de 980 Mw de pérdida de generación.

5.6.3.1 Caso I un disturbio adicional

En este caso ocurre una pérdida de generación de 400 Mw en el instante en que

se realiza el segundo corte presentándose el caso (b); los valores estimados del disturbio y de la constante de inercia no son aceptables como se observa en la Tabla 5.12, donde se muestra un valor de la constante de inercia excesivamente alto. La magnitud del tercer corte se determina con el valor de inercia estimado por el primer corte y la derivada de la variación de la frecuencia, obteniéndose un estimado del orden del disturbio adicional más lo que faltaba por cortar.

Tabla 5.12 *Valores estimados de la pérdida de generación y la constante de inercia caso I*

No del corte	Disturbio (Mw)		Estimado (Mw)		Corte Realizado		Hs	Hest	Hreal	Error
	Precorte	Postcorte	Precorte	Postcorte	(Mw)	(%)	(seg)	(seg)	(seg)	(%)
Primero	980	329	963.07	331.68	651	15	5.00	3.84	3.889	-1.232
Segundo	329+400	491	---	---	238	6.5	3.84	103.7	3.444	2910
Tercero	491	36	466.6	13.183	455	13.5	3.84	3.55	3.444	2.108

5.6.3.2 Caso II dos disturbios adicionales

En este caso ocurren dos disturbios adicionales, el primero es el mismo del caso anterior y el segundo es una pérdida de generación de 200 Mw que ocurre algunos instantes de tiempo después de estimar el tercer corte. Una vez realizado este último los valores estimados del nuevo requerimiento de corte y de la constante de inercia detectan el disturbio adicional, caso (a), como se observa en la Tabla 5.13, siendo el cuarto corte el que realiza el ajuste requerido para controlar la frecuencia.

5.6.3.3 Caso III tres disturbios adicionales

El tercer disturbio ocurre después de realizar el cuarto corte y es una pérdida de generación de 400 Mw; las condiciones para realizar el quinto corte se satisfacen

estimándose un disturbio de 378 Mw como se observa en la Tabla 5.14, una vez realizado el corte se obtiene un requerimiento de -56 Mw.

Tabla 5.13 Valores estimados de la pérdida de generación y la constante de inercia caso II

No del corte	Disturbio (Mw)		Estimado (Mw)		Corte Realizado		Hs (seg)	Hest (seg)	Hreal (seg)	Error (%)
	Precorte	Postcorte	Precorte	Postcorte	(Mw)	(%)				
Primero	980	329	963.07	331.68	651	15	5.00	3.84	3.889	-1.232
Segundo	329+400	491	---	---	238	6.5	3.84	103.7	3.444	2910
Tercero	491+200	236	667	217	455	13.5	3.84	3.55	3.222	2.108
Cuarto	236	3	202	-34	233	8.0	3.55	3.30	3.222	2.49

Tabla 5.14 Valores estimados de la pérdida de generación y la constante de inercia caso III

No del corte	Disturbio (Mw)		Estimado (Mw)		Corte Realizado		Hs (seg)	Hest (seg)	Hreal (seg)	Error (%)
	Precorte	Postcorte	Precorte	Postcorte	(Mw)	(%)				
Primero	980	329	963.07	331.68	651	15	5.00	3.84	3.889	-1.232
Segundo	329+400	491	---	---	238	6.5	3.84	103.7	3.444	2910
Tercero	491+200	236	667	217	455	13.5	3.84	3.55	3.222	2.108
Cuarto	236	3	202	-34	233	8.0	3.55	3.30	3.222	2.49
Quinto	3+400	21	378	-56	382	14.0	3.30	2.842	2.778	2.32

La Figura 5.18 (a) muestra el comportamiento inicial de la frecuencia para los tres casos, donde se pueden identificar los instantes en que ocurren los disturbios adicionales y la forma en que el último corte de cada caso inicia la recuperación de la frecuencia. La Figura 5.18 (b) muestra los valores de la derivada de la frecuencia para

los tres casos, donde también se pueden identificar los instantes en los que se realizan los cortes y los disturbios adicionales. La Figura 5.18 (c) muestra los valores estimados de los disturbios en los tres casos, se observa que los estimados antes de realizar el corte son mayores que lo que falta por cortar de los disturbios ocurridos. El comportamiento de la frecuencia se muestra en la Figura 5.18 (d) donde se que observa para tres casos de estudio la frecuencia regresa a valores cercanos a los de predisturbio.

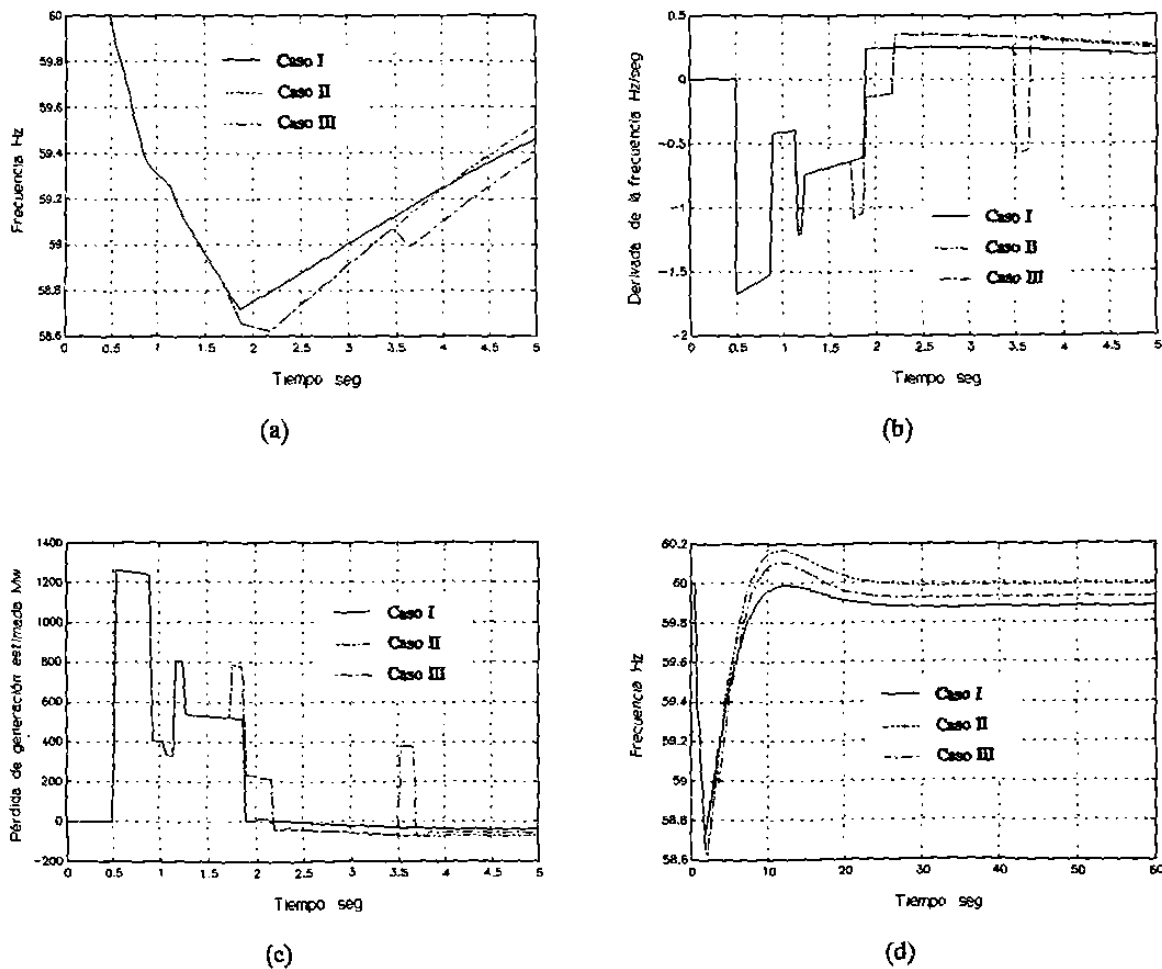


Fig 5.18 Comportamiento del esquema modificado, (a) frecuencia instantes iniciales, (b) derivada de la frecuencia instantes iniciales, (c) disturbio estimado instantes iniciales, (d) comportamiento de la frecuencia.

5.6.3.4 Resumen de los casos estudiados

- Al presentarse un disturbio adicional se tiene la posibilidad de estimar un valor de inercia con error, el cual puede ser significativamente alto, sin embargo, este error se corrige con el corte de carga adicional.
- Se comprueba que entre más rápido se realicen las acciones de corte de carga, mayor será el nivel mínimo de la frecuencia alcanzado; la recuperación es función de la magnitud del último corte.
- La aplicación de cortes de carga del 85 % del valor estimado cumplen con el compromiso de regresar la frecuencia a valores cercanos al de predisturbio y evitar un corte mayor de carga.

CONCLUSIONES

6.1 INTRODUCCION

Este capítulo presenta las conclusiones, recomendaciones y aportaciones más importantes derivadas de este trabajo, básicamente se refieren a la influencia de diversos parámetros en el comportamiento de la frecuencia de los SEP's. Del análisis del comportamiento ante cortes de carga se obtienen conclusiones importantes que permiten estimar el desbalance entre las potencias mecánica y eléctrica a nivel sistema y determinar la magnitud, el instante y el lugar más indicado para realizar las acciones de corte de carga. Con lo anterior se propone un esquema alternativo de corte de carga, el cual tiene como objetivo principal restablecer la frecuencia a un valor cercano al de predisturbio, tratando en todos los casos de evitar sobretiros.

6.2 CONCLUSIONES GENERALES

- Los esquemas de corte de carga se clasifican como controles de emergencia que permiten contrarrestar desbalances repentinos, moderados o severos, entre las potencias mecánicas y eléctricas de unidades generadoras, que pueden llevar a un sistema de potencia a un desequilibrio general que se refleja en el nivel y la razón de cambio de la frecuencia.

- En diferentes estudios del comportamiento dinámico de un SEP sólo adquiere importancia la dinámica de algunos elementos y controles, esto es debido a que no todas las variables involucradas tienen la misma rapidez de respuesta. Para estudios del comportamiento de la frecuencia, la turbina, el gobernador de velocidad, la parte mecánica del generador, la carga sensible a la frecuencia y los enlaces de transmisión son los que mayor impacto tienen, por lo que es importante la modelación adecuada de estos elementos.
- En general, ante perturbaciones, la frecuencia en cada nodo del sistema es diferente y es función de la distancia eléctrica a las unidades generadoras, resultando a nivel nodal un comportamiento promedio ponderado de acuerdo a dicha distancia.

6.2.1 Análisis paramétrico

- El problema del abatimiento de frecuencia surge como consecuencia del tiempo requerido para la producción de la potencia mecánica, el cual varía de acuerdo con el tipo de generador, y con las condiciones operativas del sistema en el momento de la perturbación.
- El comportamiento dinámico de la frecuencia es afectado por diversos parámetros de las unidades generadoras y sus controles, sin embargo existe un intervalo de tiempo en el que su impacto es mayor. La Tabla 6.1 indica que en el período $0 - t_1$ los únicos parámetros que influyen son la constante de inercia (H) y el desbalance de potencia inicial (Dis). En el intervalo $t_1 - t_2$ el comportamiento depende de la disponibilidad de la reserva; si existe, los parámetros que mayor impacto tienen son la regulación (R), la constante de tiempo del gobernador (t_g), la constante de tiempo de la turbina (t_t) y las fracciones de potencia desarrollada en la etapas de recalentamiento (K_1, K_2); si

no se cuenta con reserva, adquiere gran importancia el amortiguamiento de la carga con la frecuencia (D). En el período de $t_2 - t_1$ el comportamiento depende de la regulación, el amortiguamiento y la magnitud del disturbio. Los períodos de tiempo se identifican en la Figura 6.1, donde se muestra el comportamiento típico de la frecuencia para casos con y sin reserva en un sistema con generación térmica.

Tabla 6.1 Influencia de parámetros en el comportamiento frecuencia

Período	Parámetro
$0 - t_1$	H, Dis
$t_1 - t_2$	R, D, T_g, T_i, K_1, K_2
$t_2 - t_f$	R, D, Dis

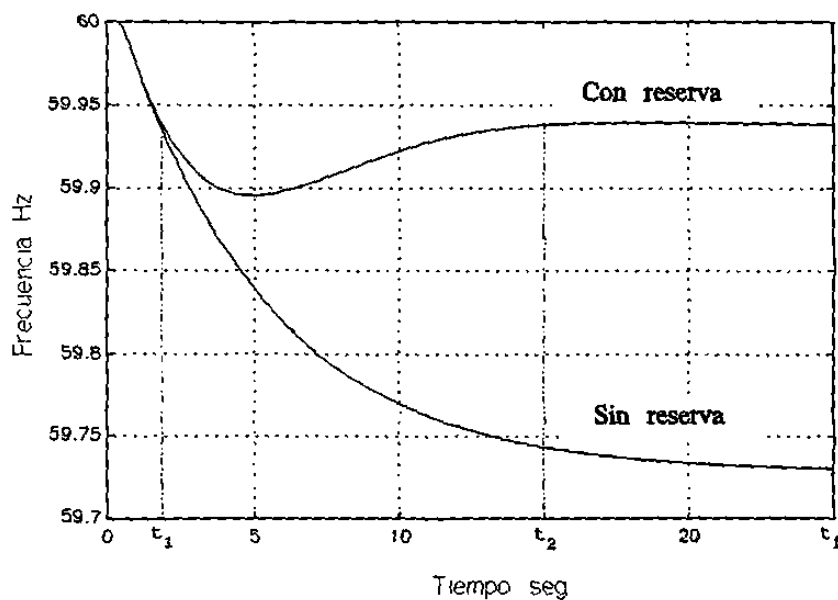


Fig. 6.1 Influencia de parámetros en el comportamiento de la frecuencia

- El comportamiento de la frecuencia en sistemas interconectados presenta oscilaciones, la frecuencia de estas oscilaciones es función de la capacidad de las áreas, de la capacidad del enlace de interconexión y de la condición de operación.
- El análisis del comportamiento de flujo en enlaces de transmisión permite concluir lo siguiente:
 - a) En la región lineal, la diferencia de las variaciones de ángulo es pequeña y la razón de cambio de flujo en el enlace en el tiempo es proporcional a la diferencia de las variaciones de la frecuencia.
 - b) En la región no lineal, la razón de cambio de flujo responde a la diferencia de la variación de la frecuencia y al signo del argumento del coseno de la diferencia angular, cuando se alcanza el valor máximo la diferencia cambia de signo y la contribución empieza a disminuir, independientemente de la diferencia de las variaciones de la frecuencia.

6.2.2 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga en sistemas coherentes

- Del análisis del comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga se observa que para las diferentes condiciones operativas, el único valor de corte que permite regresar la frecuencia al valor de predisturbio es una desconexión de carga igual la pérdida de generación. Si se realiza un corte mayor, la frecuencia se estabiliza en un valor superior al de predisturbio, y en el caso de un corte de menor valor, la frecuencia llega a un valor inferior.
- En general se observa que el realizar un corte ligeramente menor (90 %) a la pérdida de generación puede resultar en un comportamiento satisfactorio de la frecuencia en las diferentes condiciones de operación, ya que por un lado se

cumple con el compromiso de evitar un sobretiro y por otro se logra que la frecuencia regrese a un valor cercano al de predisturbio.

6.2.3 Comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga en sistemas con dos áreas coherentes

- En el área con disturbio se tiene el desbalance inicial entre la potencia mecánica y eléctrica de los generadores. El área sin disturbio contribuye a contrarrestar la perturbación por efecto de la dinámica del flujo en el enlace de transmisión. Esta contribución tiene las siguientes características:
 - a) En el caso de sistemas de la misma capacidad, donde el comportamiento del flujo en el enlace es lineal, la máxima contribución es del orden de la pérdida de generación.
 - b) En el caso de sistemas de diferente capacidad, la máxima contribución es función de las capacidades de los sistemas.
 - c) Cuando se alcanza la región no lineal, la contribución del área no afectada puede estar limitada por la máxima capacidad del enlace, en esta condición el sistema está expuesto a la pérdida de sincronismo.

- Si el comportamiento del flujo en el enlace está determinado por la región lineal de la característica de transferencia de potencia del enlace, se puede concluir lo siguiente:
 - a) La pérdida de generación puede ser contrarrestada con un solo corte de carga, la magnitud del mismo debe ser cercana al valor del disturbio, el mejor momento para realizar este corte es cuando se tiene la máxima desaceleración, si el corte se realiza cuando existe la máxima aceleración se tienen oscilaciones de amplitud considerable.

 - b) En el caso de sistemas de la misma capacidad, el corte de carga se

puede realizar en cualquiera de las dos áreas; el mejor instante para realizarlo es cuando se tiene la máxima desaceleración en el área donde se realiza el corte.

- c) En el caso de sistemas de diferente capacidad, se encontró que es mejor realizar el corte de carga en el área con disturbio, ya que esto disminuye la amplitud de las oscilaciones.
- d) Si el corte se realiza en el área con disturbio el flujo de potencia en el enlace alcanza un valor cercano al de predisturbio. Si el corte se realiza en el área sin disturbio el valor tiende a aumentar o a disminuir respecto al valor de predisturbio en una magnitud del orden del corte realizado.

6.2.4 Esquema de corte de carga básico en un sistema coherente

- El comportamiento inicial de la frecuencia sólo depende de la constante de inercia y del valor de la pérdida de generación, esto fundamenta la ecuación utilizada para estimar la cantidad total de carga a cortar.
- El error en la estimación del disturbio es proporcional al error en el valor de la constante de inercia utilizado en (5.2), el error en la constante de amortiguamiento no influye en gran medida en la estimación inicial del disturbio.
- Los disturbios que implican pérdida de generación reducen la inercia del sistema, sin embargo este valor se puede estimar mediante un corte de carga controlado.
- El esquema de corte de carga propuesto considera tres cortes para contrarrestar la pérdida de generación, los objetivos de cada corte se pueden resumir como

sigue:

- a) El primer corte contrarresta la caída rápida de la frecuencia y estima la constante de inercia del sistema.
- b) El segundo corte detiene la disminución de la frecuencia para tener en cuenta una posible reacción del sistema ante cortes de carga no controlados.
- c) El tercer corte complementa los cortes anteriores tratando que la frecuencia regrese a valores cercanos al de predisturbio.

6.2.5 Esquema de corte de carga básico en un sistema de dos áreas

- Los valores de la constante de inercia estimados al realizar los cortes de carga son aceptables, lo que permite realizar un cálculo aceptable de la pérdida de generación.
- Con base en los casos de prueba analizados, se puede concluir que el control de la amplitud de las oscilaciones mediante cortes de carga será función de la diferencia de las derivadas de la frecuencia en las áreas al realizar los cortes.
- El instante en que se realiza el primer corte, así como el monto del mismo son muy importantes, ya que la amplitud de las oscilaciones es función de ambos. En el esquema propuesto este corte no se realiza cuando el valor de la derivada de la frecuencia es mínimo, por lo que aunque los demás cortes se realizan en esta condición no se logra igualar las derivadas de la frecuencia.

6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Las ideas y conceptos presentados para el diseño del esquema de corte de carga alterno se desarrollaron considerando sistemas con generación térmica, es necesario realizar los estudios correspondientes para sistemas con generación hidráulica y proponer los ajustes necesarios en el esquema.

En el trabajo desarrollado, el análisis se centró en el caso de un sistema formado por una o dos áreas equivalentes, el caso multiárea requiere estudio adicional para verificar que las ideas presentadas den como resultado un comportamiento aceptable de la frecuencia en estos sistemas.

Para el análisis del comportamiento de la frecuencia se utilizan técnicas de reducción y agregación para obtener máquinas y cargas equivalentes, la dinámica de la frecuencia la determina la ecuación de oscilación de cada máquina equivalente. En los casos donde no se reduce la red, la frecuencia nodal depende de las contribuciones de los nodos vecinos, teniéndose un comportamiento ponderado de acuerdo a la distancia eléctrica, en este caso es necesario el uso de representaciones multimáquina para incluir la respuesta eléctrica e inercial de cada generador.

En el estudio realizado se despreció la dinámica del voltaje, lo cual altera el comportamiento de la carga, especialmente cuando las fuentes de potencia reactiva están limitadas. Es importante incluir esta dinámica lo que requiere considerar modelos de elementos del lazo Q,V.

En la actualidad el problema de estabilidad de voltaje ha adquirido gran importancia en la operación de sistemas eléctricos de potencia y la utilización de esquemas de corte de carga empieza a ser un recurso para el control de voltaje. Estos esquemas aplican ideas similares a las utilizadas en el corte de carga por baja frecuencia

convencional, se considera necesario encontrar metodologías sistemáticas que determinen la cantidad, el momento y los lugares más indicados para realizar los cortes de carga; con lo anterior se podrán obtener las bases para el diseño de esquemas de corte de carga generalizados.

6.4 APORTACIONES

- Como fundamento para el diseño de un esquema de corte de carga, se presentó un análisis conceptual y simulaciones ilustrativas del comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga en sistemas coherentes y en sistemas interconectados representados por dos áreas equivalentes.
- Se propone un esquema de corte de carga alternativo, el cual utiliza información de la derivada de la frecuencia para estimar la pérdida de generación y realizar cortes de carga de manera de reducir las oscilaciones en el comportamiento de la frecuencia y evitar sobretiros.
- Se realizó un análisis completo referente a la modelación del enlace de transmisión entre áreas, de manera de detectar la pérdida de sincronismo ante grandes perturbaciones.
- Se proponen ideas que servirán de punto de partida para el diseño de esquemas de corte de carga generalizados.

BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Aboytes, editor, *Control de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia*, CENACE-CFE, 1991.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Mc Graw-Hill, 1993.
- [3] F. Aboytes, "Notas sobre Control de Sistemas Eléctricos de Potencia," CENACE-CFE, 1991.
- [4] S. Debs, *Modern Power System Control and Operation*, Kluwer Academic Publisher, 1988.
- [5] O.I. Elgerd, "Control of Electric Power Systems," *IEEE Control System Magazine*, vol 1, no. 1, June 1983.
- [6] ANSI/IEEE Standard C37.106-1987, *IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*.
- [7] J. Berdy, *Load Shedding Relay Application Guide*, General Electric Company.
- [8] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," *IEEE Trans. Power App. Syst*, Nov/Dic 1973.
- [9] IEEE Working Group Report, "Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies," *IEEE Trans. Vol. PWRS-7*, no. 1, February 1992.
- [10] P.M. Anderson, A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, IEEE Press, 1994.
- [11] C.A. Gross, *Power System Analysis*, John Wiley & Sons, 1986.
- [12] B.M. Weedy, *Electric Power System*, John Wiley & Sons, 1987.
- [13] P.M. Anderson, M. Mirheydar, "A Low Order System Frequency Model," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 5, no. 3, August 1990.
- [14] R.M. Maliszewski, R.D. Dunlop, G.L. Wilson, G.L., "Frequency Actuated Load Shedding and Restoration. Part I Philosophy," *IEEE Summer Power Meeting*, July 1970.
- [15] H.E. Locay, V. Burtnyk, "Application of Under Frequency Relays for Automatic Load Shedding," *IEEE Trans. Power Apparatus and System*, March 1968.
- [16] E.A. Udren, "Load Shedding and Frequency Relaying", Applied Protective

- Relaying, Westinghouse Electric Corporation, pp 21.6-21.16, 1979.
- [17] IEEE Working Group Report, "A Status Report on Methods used for System Preservation During Underfrequency Conditions," *Summer Power Meeting*, July 1974.
- [18] P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. Van Ness, *Subsynchronous Resonance in Power System*, IEEE Press, 1990.
- [19] IEEE Task Force, "Load Representation for Dynamic Performance Analysis," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 8, no. 2, May 1993.
- [20] J.J Ramirez Arredondo, "Técnicas para el Análisis de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia Mediante la Aplicación de Equivalentes Dinámicos," Ph.D. Tesis, FIME UANL, Diciembre 1992.
- [21] F. Aboytes, H. Salinas, "Agregación de Generadores en Estudios de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia," *IEEE México, RVP-90*, Acapulco Gro, Julio 1990.
- [22] Bergen. A.R., *Power System Analysis*, Prentice Hall, 1986.
- [23] P.M Anderson, M. Mirheydar, "An Adaptive Method for Setting Underfrequency Load Shedding Relays," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 7, no. 2, May 1992.
- [24] F. Aboytes, F. Sánchez, "Modelo Simplificado para el Análisis Dinámico de la Frecuencia," *IEEE México, RVP-89*, Acapulco Gro, Julio 1989.
- [25] D. Prasetijo, W.R. Lachs, D. Sutanto, "A New Load Shedding Scheme for Limiting Underfrequency," *IEEE Trans. Power System*, vol. 9, no. 3, August 1994
- [26] A.A. Girgis, F.M. Ham, "A New FFT-Digital Frequency Relay for Load Shedding," *IEEE Trans. Power App. and Systems*, vol. PAS-101, no. 2, February 1982.
- [27] A.G. Phadke, J.S. Thorp. M.G. Adamiak "A New Technique for Tracking Voltaje Phasor, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency," *IEEE Trans. Power App. and Systems*, vol. PAS-102, no. 5, May 1993.
- [28] F. Martínez, J.L. Hernández, "Desconexión de Carga por Baja Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia," *LATINCON*, Julio 1984.
- [29] M.S. Sachdev, M.M. Giray, "A Least Error Squares Technique for Determining

- Power System Frequency, " *IEEE Trans. Power App. and System*, vol. PAS-104, no. 2, February 1985.
- [30] K.A. Palaniswamy, J. Sharma, "Optimum Load Shedding Taking into Account of Voltage and Frequency Characteristics of Loads, " *IEEE Trans. Power App. and Systems*, vol. PAS-104, no. 6, June 1985.
- [31] G.D. Rockefeller, C.L. Wagner, J.R. Linders, " Adaptive Transmission Relaying Concepts for Improved Performance, " *IEEE/PES Summer Meeting*, July 1987.
- [32] W.J. Lee, J.C. Gu, "A Microcomputer-Based Intelligent Load Shedding Relay, " *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 4, October 1989.
- [33] S. Shad, S.M. Shahidehpour, "A Heuristic Approach to Load Shedding Scheme, " *IEEE Trans. Power System*, vol. 4, no. 4, October 1989.
- [34] A.A. Girgis, W.L. Peterson, "Adaptive Estimation of Power System Frequency and its Rate of Change for Calculating Sudden Power System Overloads" *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, no. 2, April 1990.
- [35] R.J. Murphy, R.O. Burnett, "Phasor Measurement Hardware and Application , " *48th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, May 1994.
- [36] IEEE Task Force, "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation, " *Trans. Power Systems*, vol. 3, no. 3, August 1995.
- [37] C. Concordia, L.H. Fink, G. Poullikas, "Load Shedding on an Isolated System, " *Trans. Power Systems*, vol. 10, no. 3, August 1995.

APENDICE A
DERIVACION DE MODELOS PARA ESTUDIOS DEL
COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

APENDICE A
DERIVACION DE MODELOS PARA ESTUDIOS DEL
COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

A.1 ECUACION DE OSCILACION

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{\omega_o}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \left[\frac{rad}{seg^2} \right] \quad (A.1)$$

puesto que:

$$\begin{aligned} \omega(t) &= 2\pi f(t) \left[\frac{rad}{seg} \right] \\ \omega_o &= 2\pi f_o \left[\frac{rad}{seg} \right] \end{aligned} \quad (A.2)$$

(A.1) se convierte en

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_o}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \left[\frac{Hz}{seg} \right] \quad (A.3)$$

utilizando la normalización definida para la frecuencia, (A.3) se convierte en

$$\bar{f}(t) = \frac{f(t)}{f_o} [pu] \quad (A.4)$$

$$\frac{d\bar{f}(t)}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \left[\frac{pu}{seg} \right] \quad (A.5)$$

linealizando (A.5).

$$2H \frac{d(\bar{f} + \Delta f)}{dt} = P_m + \Delta P_m - P_e - \Delta p_e \left[\frac{pu}{seg} \right] \quad (A.6)$$

En estado estable $P_m = P_e$, por lo que el modelo incremental queda expresado por

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e \left[\frac{pu}{seg} \right] \quad (\text{A.7})$$

y en el dominio de Laplace

$$S \Delta f(S) = \frac{\Delta P_m(S) - \Delta P_e(S)}{2H} \quad (\text{A.8})$$

A.2 CARGA

El modelo de la carga en función de la frecuencia se expresa como

$$P = P_o \left[\frac{f}{f_o} \right]^\alpha \quad [Mw] \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{P}{P_o} = \left[\frac{f}{f_o} \right]^\alpha \quad (\text{A.10})$$

la normalización de la carga se define como

$$\frac{P}{P_o} = \bar{P} \quad [pu] \quad (\text{A.11})$$

de (A.4) y (A.11)

$$\bar{P} = \bar{f}^\alpha \quad [pu] \quad (\text{A.12})$$

derivando (A.12) respecto de la frecuencia

$$\frac{d\bar{P}}{d\bar{f}} = \alpha \bar{f}^{\alpha-1} \quad (\text{A.13})$$

En forma incremental se tiene

$$\frac{\Delta \bar{P}^\alpha}{\Delta f} = \bar{f}^{\alpha-1} \alpha \quad (\text{A.14})$$

Normalmente se asume una dependencia lineal, por lo que $\alpha = 1$, entonces

$$\frac{\Delta \bar{P}}{\Delta f} = \bar{f}^0 \alpha = \alpha = D \quad (\text{A.15})$$

En el caso general el exponente α varía entre 1 - 1.6 con lo que se tiene una D en función de la frecuencia.

$$\frac{\Delta \bar{P}}{\Delta f} = \bar{f}^{0.6} \quad (\text{A.16})$$

Sin embargo los valores de \bar{f} tendrán variaciones de $\pm 5\%$ con lo cual se tendrá un valor del término exponencial muy cercano a la unidad ($\pm 2\%$), por lo anterior es posible suponer un valor independiente de la frecuencia $D \approx \alpha$.

A.3 PARAMETROS EQUIVALENTES

Energía Cinética

$$W_{eq} = \sum_{k=1}^n W_k \quad (\text{A.17})$$

Potencia Base

$$S_{eq} = \sum_{k=1}^n S_k \quad (\text{A.18})$$

Constante de inercia Equivalente

$$H_{eq} = \frac{W_{eq}}{S_{eq}} = \frac{\sum_{K=1}^n W_K}{\sum_{K=1}^n S_K} \quad (\text{A.19})$$

Característica de regulación equivalente

$$R_{eq} = \frac{\sum_{K=1}^n S_K}{\sum_{K=1}^n \frac{S_K}{R_K}} \quad (\text{A.20})$$

Constantes de tiempo

$$T_{a\ eq} = \frac{\sum_{K=1}^n \frac{T_{aK} S_K}{R_K}}{\sum_{K=1}^n \frac{S_K}{R_K}} \quad (\text{A.21})$$

Fracción de potencia en la etapa de recalentamiento

$$K_{eq} = \frac{\sum_{K=1}^n \frac{S_K}{R_K} K_K}{\sum_{K=1}^n \frac{S_K}{R_K}} \quad (\text{A.22})$$

A.4 ENLACE DE TRANSMISION

El flujo de potencia en un enlace de transmisión sin pérdidas esta dado por

$$P'_{ab} + \Delta P_{ab} = P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta_{ab}^o + \Delta\delta_a - \Delta\delta_b) \quad (\text{A.23})$$

derivando (A.23) con respecto al tiempo se obtiene

$$\frac{d\Delta P_{ab}}{dt} = P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_{ab}^o + \Delta\delta_a(t) - \Delta\delta_b(t)) \frac{d}{dt}(\Delta\delta_a(t) - \Delta\delta_b(t)) \quad (\text{A.24})$$

La derivada de la posición angular respecto al tiempo está dada por

$$\frac{d}{dt}(\Delta\delta_a(t)) = \omega(t) - \omega_o = \Delta\omega(t) \quad \left[\frac{\text{rad}}{\text{seg}} \right] \quad (\text{A.25})$$

multiplicando y dividiendo por ω_o se obtiene

$$\frac{d}{dt}(\Delta\delta(t)) = \Delta\omega(t) \frac{\omega_o}{\omega_o} = 377 \Delta f(t) \quad \left[\frac{\text{rad}}{\text{seg}} \right] \quad (\text{A.26})$$

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta\omega(t)}{\omega_o} \quad \left[\frac{\text{pu}}{\text{seg}} \right] \quad (\text{A.27})$$

sustituyendo (A.27) correspondiente a cada máquina se obtiene

$$\frac{d\Delta P_{ab}}{dt} = P_{m\acute{a}x} \text{Cos}(\delta_{ab} + \Delta\delta_a(t) - \Delta\delta_b(t)) 377 (\Delta f_a(t) - \Delta f_b(t)) \quad (\text{A.28})$$

En el caso en el que se cumple

$$\Delta\delta_a(t) - \Delta\delta_b(t) \approx 0 \quad (\text{A.29})$$

(A.28) se simplifica como

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta P_{ab}}{dt} &= P_{m\acute{a}x} \text{Cos}(\delta_{ab}) 377 (\Delta f_a(t) - \Delta f_b(t)) \\ &= 377 K_{ab} (\Delta f_a(t) - \Delta f_b(t)) \end{aligned} \quad (\text{A.30})$$

APENDICE B
ECUACIONES DE ESTADO ESTABLE PARA ESTUDIOS DEL
COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

APENDICE B

ECUACIONES DE ESTADO ESTABLE PARA ESTUDIOS DEL

COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA

B.1 SISTEMAS DE UN AREA

Las ecuaciones dinámicas del modelo básico son:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_{mec} - \Delta P_{dis} - D\Delta f) \quad (\text{B.1})$$

$$\frac{d\Delta P_g}{dt} = -\frac{1}{T_g} \left(\frac{\Delta f_{ex}}{R} + \Delta P_g \right) \quad (\text{B.2})$$

$$\frac{d\Delta P_m}{dt} = -\frac{1}{T_t} (\Delta P_g - \Delta P_m) \quad (\text{B.3})$$

En estado estable se cumple

$$\frac{d\Delta f}{df} = 0 \quad \frac{d\Delta P_g}{dt} = 0 \quad \frac{d\Delta P_m}{dt} = 0 \quad (\text{B.4})$$

por lo que las ecuaciones (B.1), (B.2) y (B.3), respectivamente, se transforman en

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{dis} - D\Delta f = 0 \quad (\text{B.5})$$

$$\frac{\Delta f}{R} + \Delta P_g = 0 \quad (\text{B.6})$$

$$\Delta P_g - \Delta P_m = 0 \quad (\text{B.7})$$

De (B.6) y (B.7) se obtienen

$$\Delta P_g = \Delta P_m \quad (\text{B.8})$$

$$\frac{\Delta f_{ee}}{R} = - \Delta P_g \quad (\text{B.9})$$

$$\Delta P_m = - \frac{\Delta f}{R} \quad (\text{B.10})$$

Sustituyendo (B.10) en (B.5) se obtiene

$$\Delta f = \frac{- \Delta P_{dis}}{\frac{1}{R} + D} \quad (\text{B.11})$$

que determina el valor final de la frecuencia.

Un caso de interés se tiene cuando las unidades alcanzan la posición del limitador es decir ($1/R = 0$), a partir de ese momento el comportamiento de la frecuencia sólo depende del parámetro D . En este caso una parte del disturbio es contrarrestado por el amortiguamiento y la regulación (ΔP_{dis_o}) y el resto del disturbio es contrarrestado con el amortiguamiento de la carga.

$$\Delta f_{ee} = \frac{- \Delta P_{dis} + \Delta P_{dis_o}}{D} \quad (\text{B.12})$$

$$\Delta P_{dis_o} = \left(\frac{1}{R} + D \right) \Delta f_o \quad (\text{B.13})$$

$$\Delta f_o = - \frac{\Delta P_{dis_o}}{\left(\frac{1}{R} + D \right)} \quad (\text{B.14})$$

$$\Delta P_{mec_o} = -\Delta f_o \frac{1}{R} \quad (\text{B.15})$$

$$\Delta P_{c_o} = -\Delta f_o D \quad (\text{B.16})$$

Sustituyendo (B.14) en (B.12) se obtiene

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + \Delta P_{dis_o}}{D} = \frac{-\Delta P_{dis} + \left[-\frac{1}{R} - D \right] \Delta f_o}{D} \quad (\text{B.17})$$

sustituyendo (B.15) y (B.16) en (B.17)

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + \left[\Delta P_{mec} + \Delta P_{c_o} \right]}{D} \quad (\text{B.18})$$

de (B.15) y (B.16)

$$\Delta P_{c_o} = \Delta P_{mec} R D \quad (\text{B.19})$$

sustituyendo (B.19) en (B.18)

$$\Delta f_{ee} = \frac{-\Delta P_{dis} + \left[\Delta P_{mec} + \Delta P_{mec} R D \right]}{D} \quad (\text{B.20})$$

$$= \frac{-\Delta P_{dis} + \Delta P_{mec} \left[1 + R D \right]}{D} \quad (\text{B.21})$$

B.2 SISTEMAS INTERCONECTADOS REPRESENTADOS POR DOS AREAS COHERENTES

En este caso el comportamiento de la frecuencia está determinado por (B.22) y (B.23).

$$\frac{d\Delta f_a}{dt} = \frac{1}{2H_a} (\Delta Pmec_a - \Delta Pdis_a - D_a \Delta f_a - \Delta P_{ab}) \quad (B.22)$$

$$\frac{d\Delta f_b}{dt} = \frac{1}{2H_b} (\Delta Pmec_b - \Delta Pdis_b - D_b \Delta f_b + \Delta P_{ab}) \quad (B.23)$$

en estado estable se cumple

$$\frac{d\Delta f}{dt} = 0 \quad \Delta f_a = \Delta f_b = \Delta f_{ee} \quad (B.24)$$

de esta forma la variación de flujo en el enlace está determinada por

$$\begin{aligned} \Delta P_{ab} &= (\Delta Pmec_a - \Delta Pdis_a - D_a \Delta f_a) \\ &= (-\Delta Pmec_b + \Delta Pdis_b + D_b \Delta f_b) \end{aligned} \quad (B.25)$$

sustituyendo la variación del cambio en la potencia mecánica dado por (B.10) correspondiente a cada área se obtiene

$$\left(\frac{1}{R_a} + D_a \right) \Delta f_{ee} + \Delta Pdis_a = - \left(\frac{1}{R_b} + D_b \right) \Delta f_{ee} - \Delta Pdis_b \quad (B.26)$$

por lo tanto la variación final de la frecuencia se determina

$$\Delta f_{ee} = - \frac{\Delta Pdis_a + \Delta Pdis_b}{\left(\frac{1}{R_a} + D_a \right) + \left(\frac{1}{R_b} + D_b \right)} \quad (B.27)$$

El valor final de la variación del flujo en el enlace se obtiene sustituyendo (B.26) en (B.25).

$$\Delta f_{ee} = \frac{\left(\frac{1}{R_a} + D_a \right) \Delta Pdis_b - \left(\frac{1}{R_b} + D_b \right) \Delta Pdis_a}{\left(\frac{1}{R_a} + D_a \right) + \left(\frac{1}{R_b} + D_b \right)} \quad (B.28)$$

APENDICE C
DATOS DE PARAMETROS UTILIZADOS EN LOS CASOS DE
1
SIMULACION

APENDICE C
DATOS DE PARAMETROS UTILIZADO EN LOS CASOS DE
SIMULACION

C.1 CASOS BASE DE SISTEMA DE UN AREA

C.1.1 Sistema de diferente tipo de generación

Tabla C.1 Parámetros equivalentes del sistema para diferentes tipos de generación

Tipo de generación	R %	D %	Constantes de Tiempo (seg)				Frac. P.Mec.	
			H	T _{ab}	T _{ba}	T _w	K1	K2
Térmica sin Recalentamiento	15	2	5	0.35	-	-	1	-
Térmica con recalentamiento	15	2	5	0.45	11.0	-	0.3	0.7
Hidráulica	10	2	5	-	-	5	-	-

Tabla C.2 Constantes de tiempo del gobernador de velocidad para un tipo de generación

Tipo de generación	Constantes de tiempo (seg)					
	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	t ₅	t ₆
Térmica sin recalentamiento	-	-	0.2	-	-	-
Térmica con recalentamiento	0.3	-	0.1	-	-	-
Hidráulica	-	-	-	25	150	0.2

C.1.2 Sistema con tipos de generación combinados

Tabla C.3 *Parámetros equivalentes del caso base*

Tipo de generación	R %	D %	Constantes de Tiempo (seg)				Frac. P.Mec.	
			H	T_{ch}	T_m	T_w	K1	K2
Térmica sin Recalentamiento	10	2	4.5	0.2	-	-	1	-
Térmica con recalentamiento	10	2	4.5	0.2	10.0	-	0.3	0.7
Hidráulica	5	2	4.5	-	-	1.5	-	-

Tabla C.4 *Constantes de tiempo del gobernador de velocidad caso base*

Tipo de generación	Constantes de tiempo (seg)					
	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5	t_6
Térmica sin recalentamiento	-	-	0.15	-	-	-
Térmica con recalentamiento	-	-	0.1	-	-	-
Hidráulica	-	-	-	5	30	0.2

C.1.3 Analisis paramétrico

Tabla C.5 *Parámetros caso base*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_{ch}	t_{cb}	t_1	t_2	t_3	K1	K2
2000	5	15	2	10	0.3	0.2	-	0.4	0.3	0.7

Tabla C.6 *Parámetros base para el análisis del comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_a	t_b	t_1	t_2	t_3	K1	K2
4500	5	10	2	10	0.3	-	-	0.2	0.3	0.7

C.2 CASOS BASE SISTEMAS DE DOS AREAS

C.2.1 Comportamiento de la frecuencia áreas de la misma capacidad

Tabla C.7 *Parámetros base para el análisis del comportamiento de la frecuencia*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_a	t_b	t_1	t_2	t_3	K1	K2
1000	5	20	2	8	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
1000	5	20	2	8	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
Enlace de 230 Kv 100 Km										

Tabla C.8 *Parámetros base para el comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga*

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_a	t_b	t_1	t_2	t_3	K1	K2
2000	5	25	2	8	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
2000	5	25	2	8	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
Enlace de 138 Kv 100 Km										

C.2.1 Comportamiento de la frecuencia áreas de diferente capacidad

Tabla C.9 Parámetros base para el comportamiento de la frecuencia ante cortes de carga

Capacidad Mw	H (seg)	R %	D %	t_m	t_w	t_1	t_2	t_3	K1	K2
2000	5	25	2	10	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
1000	5	25	2	10	0.4	-	-	0.3	0.4	0.6
Enlace de 138 Kv 100 Km										

