

Capítulo 4

OPERAÇÃO INTERLIGADA DE SISTEMAS ELÉTRICOS

4.1 Introdução

Além do controle primário de velocidade visto no capítulo anterior, os geradores de um sistema elétrico interligado estão em geral sujeitos a uma outra malha de controle de velocidade, conhecida como *controle suplementar*, ou *controle secundário*, ou ainda *controle automático de geração*. Como foi visto no capítulo anterior, a ação do controle primário é responsável pela variação da potência gerada pela unidade de modo a igualar a demanda, após uma variação de carga. Isto entretanto se dá às custas de uma variação da frequência do sistema. No caso de sistemas interligados, também foi visto que variações de carga provocam adicionalmente desvios nas potências de intercâmbio entre geradores interligados.

O controle suplementar tem a função de restabelecer tanto a frequência quanto a potência de intercâmbio para seus valores nominal e programado, respectivamente. Isto é feito através do deslocamento da referência dos reguladores de velocidade dos geradores. Portanto, o controle suplementar pode vir a ter que atuar sobre vários geradores de um dado sistema, e não apenas um só. Deste modo, e diferentemente do controle primário, que é local, o controle suplementar é *centralizado*. Isto é, o cálculo dos erros e as ações de controle são definidas no centro de operações do sistema e os sinais de controle são daí enviados para os diversos geradores do sistema selecionados para atuarem sob o controle suplementar.

A Seção 4.2 introduz o importante conceito de “área de controle”, ilustrando-o com exemplos do Sistema Interligado Brasileiro e exemplos numéricos. A estrutura dos esquemas usuais de controle automático de geração é discutida na Seção 4.2, onde é também introduzida a definição dos coeficientes de polarização de área. Os efeitos das diversas variantes do controle suplementar (controle com polarização de frequência, controle rígido de frequência e controle rígido de intercâmbio) são investigados.

4.2 Conceito de Área de Controle

Considera-se como área de controle uma parte de um sistema de potência na qual os grupos de unidades geradores são responsáveis pelo suprimento das variações da carga contida nesta parte do sistema. Em geral, as fronteiras de uma área de controle coincidem com as fronteiras elétricas de uma concessionária que possua uma razoável capacidade de geração e carga significativa. É desejável que:

- As áreas de controle sejam balanceadas em termos de carga-geração;
- As linhas de interligação entre áreas devem trabalhar com folgas suficientes para garantir

intercâmbios de auxílio, intercâmbios de emergência, etc.

- As unidades geradoras de uma área sejam tão coerentes quanto possível, do ponto de vista dinâmico.

O sistema interligado Sul-Sudeste do Brasil, por exemplo, dispunha de 6 áreas de controle (ver Fig. 57) antes da re-estruturação pelo qual passou na segunda metade dos anos 90. Nem sempre há necessidade que uma empresa seja obrigatoriamente área de controle. Se a mesma não dispuser de recursos próprios de geração para efetuar o controle de sua carga a cada instante, ela deverá operar sob a área de controle de outra empresa que a auxilie nesta função (caso da Celesc e Eletrosul). A primeira é dita “não-controladora” e a segunda é chamada “controladora de área”.

Supondo-se que as máquinas em uma área são razoavelmente coerentes, o modelo de uma unidade geradora do capítulo anterior pode ser usado para uma área de controle. Para isso, representa-se as máquinas da área como uma máquina equivalente. Assim, conforme visto no Capítulo 3, o desvio de frequência em regime permanente devido a um incremento de carga em uma área é dado por:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta P_L}{D + \frac{1}{R_{eq}}} \quad (4.150)$$

onde D representa a característica de variação da carga com a frequência e R_{eq} é o estatismo equivalente para o conjunto de geradores da área. Define-se

$$\beta = D + \frac{1}{R_{eq}} \quad (4.151)$$

como a *característica natural da área de controle*.

EXEMPLO 4.1:

Uma área de controle dispõe de duas unidades geradoras, de 100 e 300 MW, para suprir uma carga de 200 MW. Sabe-se que $D = 0,5 p.u.$ (na base de 100 MVA, 60 Hz) e que os estatismos das duas unidades são iguais a 5% na base de cada máquina. Sabe-se que a máquina 1 é ajustada para fornecer 50 MW à frequência nominal, enquanto que a máquina 2 supre 150 MW. Considerando-se um súbito aumento de carga de 50 MW, encontre:

1. Desvio de frequência em regime;
2. Acréscimo de geração em cada unidade.

Solução:

$$\frac{1}{R_1} = \frac{1}{0,05} = 20 p.u.$$

Seção 4.2 Conceito de Área de Controle

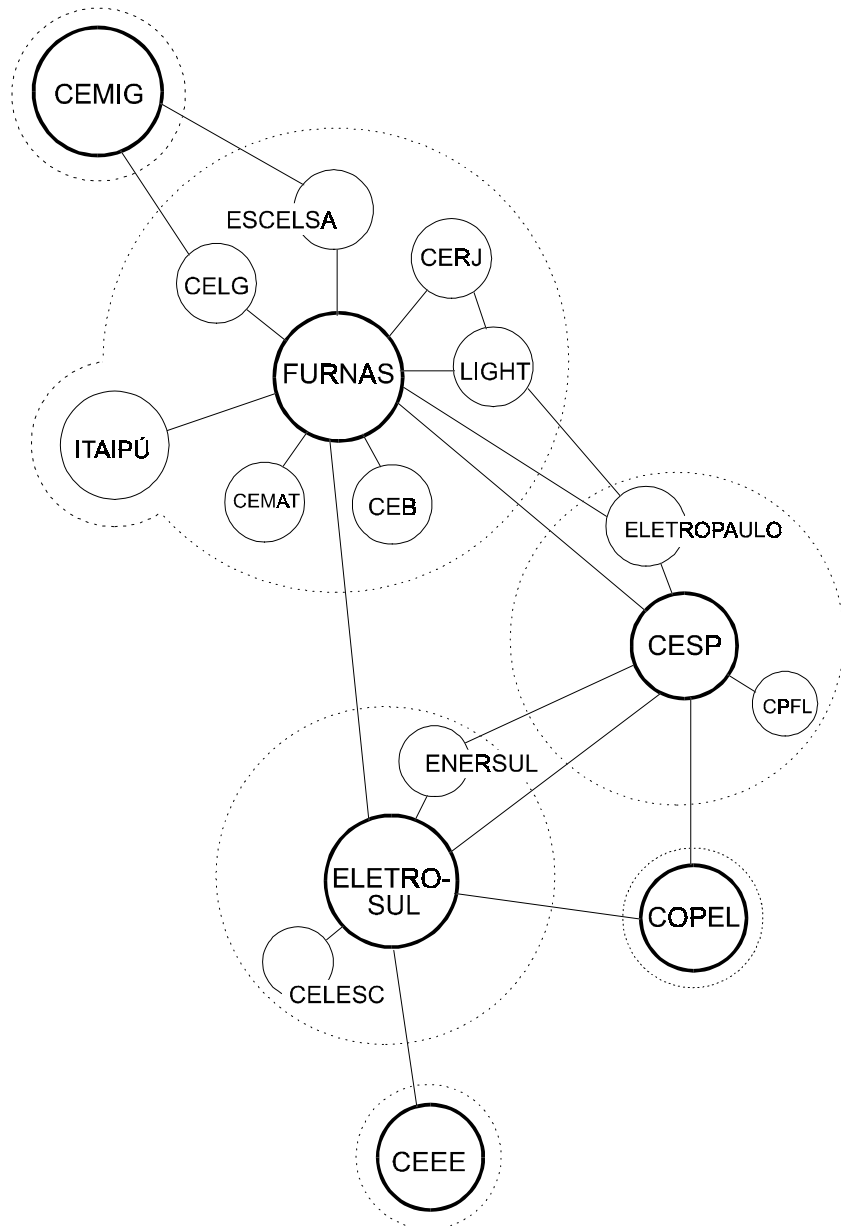


Figura 57: Áreas de controle no sistema Sul-Sudeste Brasileiro antes da re-estruturação.

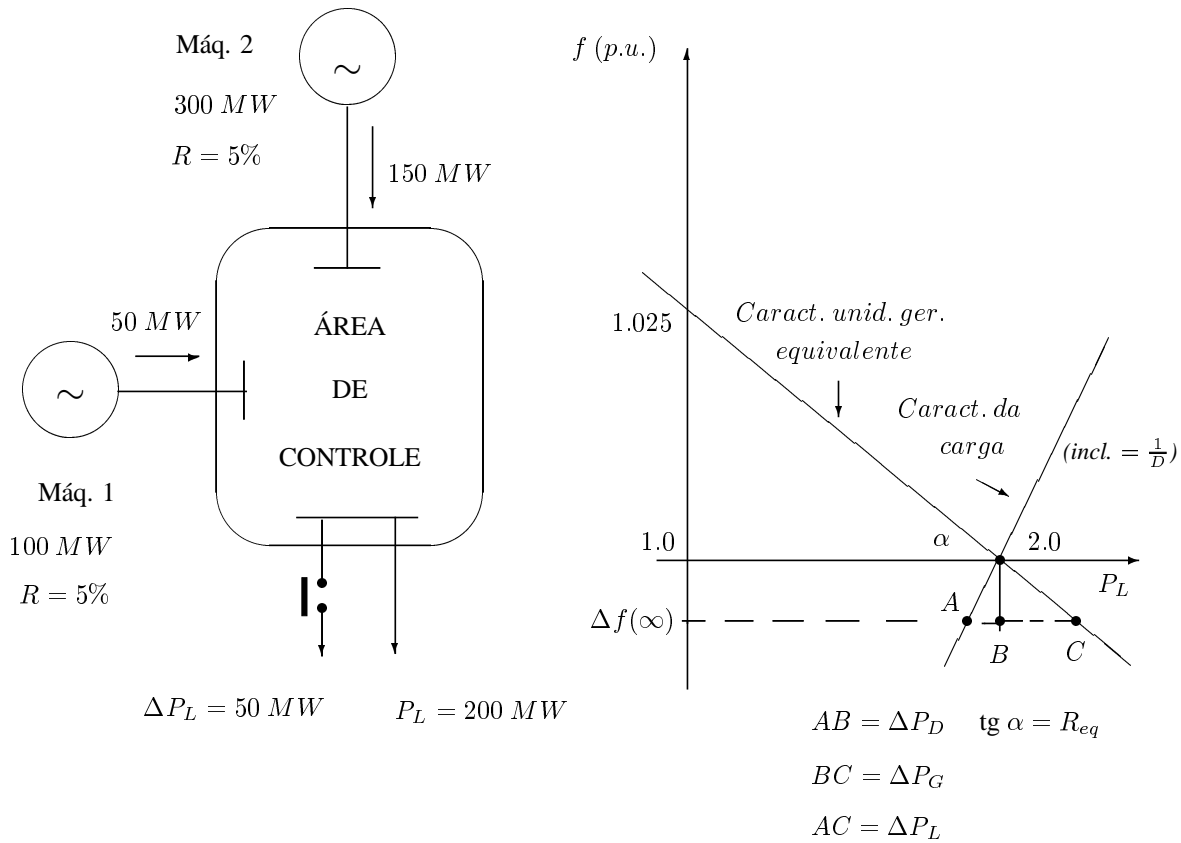


Figura 58: Sistema de duas unidades geradoras para o Exemplo 4.1 e característica de carga-freqüência da unidade equivalente.

Seção 4.2 Conceito de Área de Controle

$$\frac{1}{R_2} = \left(\frac{1}{R_2} \right)_{300} \times \frac{300}{100} = 60 \text{ p.u.}$$

$$\frac{1}{R_{eq}} = 20 + 60 = 80 \text{ p.u.} \Rightarrow R_{eq} = 0,0125 \text{ p.u.}$$

Torna-se assim possível traçar no mesmo gráfico as características da unidade equivalente e da carga, conforme mostrado na Fig. 58. O desvio de frequência em regime e as contribuições da sensibilidade da carga à frequência e do aumento de geração para suprir o degraú de carga são dados por:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{0,5}{0,5 + 80} = -0,00621 \text{ p.u.} (= -0,3726 \text{ Hz})$$

$$\Delta P_D = D \times \Delta f(\infty) = 0,5 \times 0,00621 = 0,003105 \text{ p.u.} (= 0,3 \text{ MW})$$

$$\Delta P_G = \frac{1}{R_{eq}} \times \Delta f(\infty) = 80 \times 0,00621 = 0,497 \text{ p.u.} (= 49,7 \text{ MW})$$

As contribuições individuais dos aumentos de geração de cada área são:

$$\Delta P_{G_1} = \frac{1}{R_1} \times \Delta f(\infty) = 20 \times 0,00621 = 0,1242 \text{ p.u.} (= 12,4 \text{ MW})$$

$$\Delta P_{G_2} = \frac{1}{R_2} \times \Delta f(\infty) = 60 \times 0,00621 = 0,373 \text{ p.u.} (= 37,3 \text{ MW})$$

Finalmente, verifica-se que:

$$\Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2} = \Delta P_G$$

Nota-se que, para altos valores de $1/R$, β também terá valores altos, o que implicará em menor desvio de frequência em regime.

4.2.1 Caso de Duas Áreas Interligadas Sem Controle Suplementar

Considere a Fig. 59, que representa duas áreas interligadas. Se parâmetros equivalentes para cada área são utilizados, o mesmo diagrama visto no Capítulo 3 para duas máquinas interligadas pode ser usado para representar o sistema interligado (Fig. 60).

Supõe-se que os ganhos estáticos dos conjuntos regulador + turbina são unitários, e que $\rho_1 = \rho_2 = 0$. Abaixo são apresentadas as relações em regime permanente para acréscimos simultâneos de carga, ΔP_{L_1} e ΔP_{L_2} , nas duas áreas:

$$\Delta f_1(\infty) = \Delta f_2(\infty) = \Delta f(\infty) \quad (4.152)$$

$$-\frac{1}{R_1} \Delta f(\infty) - \Delta P_{L_1} - \Delta P_{TL_2} = D_1 \Delta f(\infty) \quad (4.153)$$

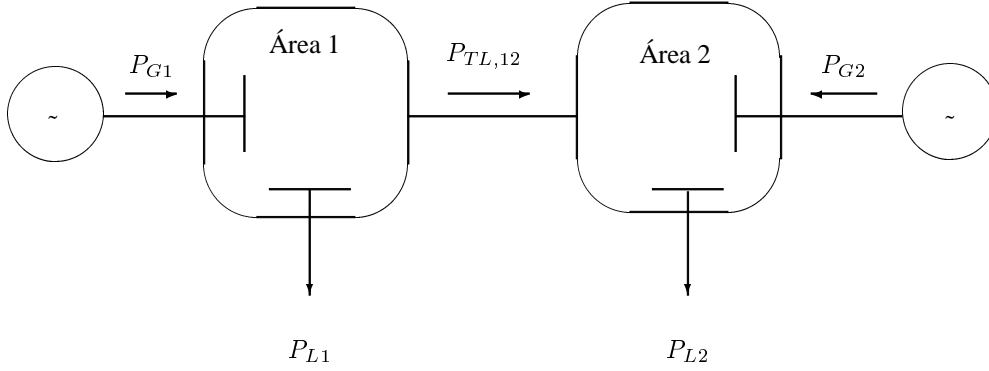


Figura 59: Sistema de duas áreas interligadas.

$$-\frac{1}{R_2}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L2} + \Delta P_{TL_{21}} = D_2\Delta f(\infty) \quad (4.154)$$

Somando-se as Eqs. (4.153) e (4.154) e redefinindo termos:

$$\left[\left(D_1 + \frac{1}{R_1} \right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2} \right) \right] \Delta f(\infty) = -(\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}) \quad (4.155)$$

ou

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (4.156)$$

onde:

$$\beta_1 \triangleq D_1 + \frac{1}{R_1}$$

e

$$\beta_2 \triangleq D_2 + \frac{1}{R_2}$$

Da Eq. (4.154) com $\Delta P_{TL_{12}} = -\Delta P_{TL_{21}}$:

$$\Delta P_{TL_{12}} = \Delta P_{L2} + \beta_2\Delta f(\infty) = \Delta P_{L2} - \frac{\beta_2\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} - \frac{\beta_2\Delta P_{L2}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (4.157)$$

o que fornece:

$$\Delta P_{TL_{12}} = \frac{\beta_1\Delta P_{L2} - \beta_2\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (4.158)$$

Seção 4.2 Conceito de Área de Controle

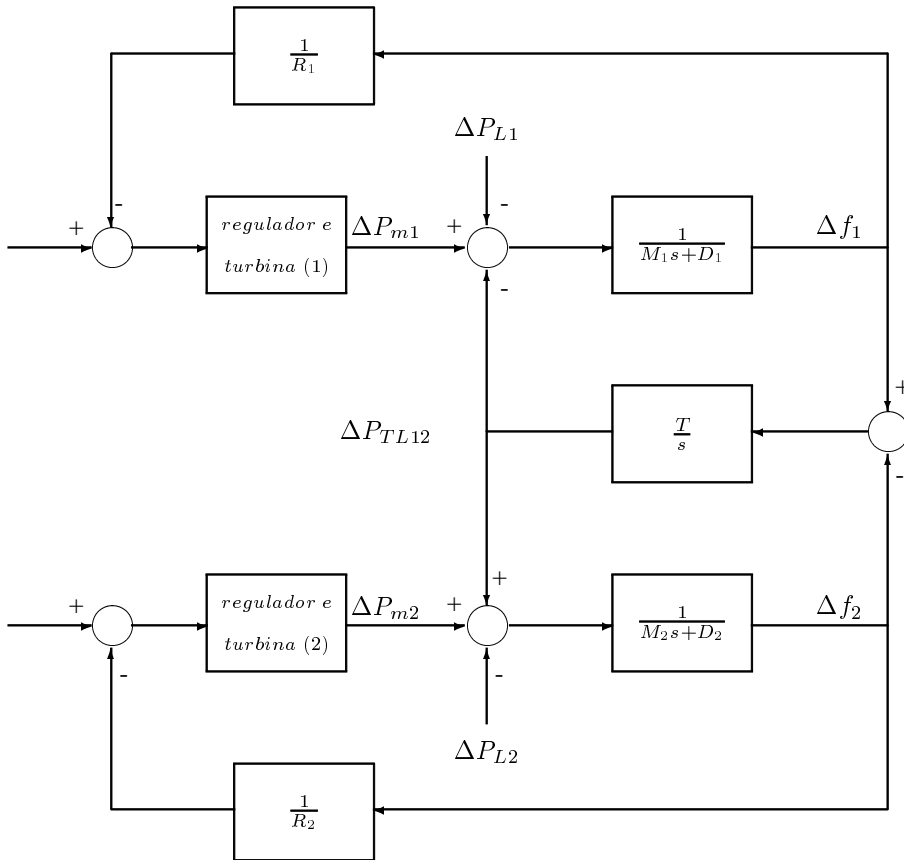


Figura 60: Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas.

4.2.2 Caso de Mais de Duas Áreas Interligadas

Neste caso, é conveniente não se considerar o intercâmbio entre uma área e outra isoladamente, mais sim os *intercâmbios líquidos globais* entre as diversas áreas (ver Fig. 61).

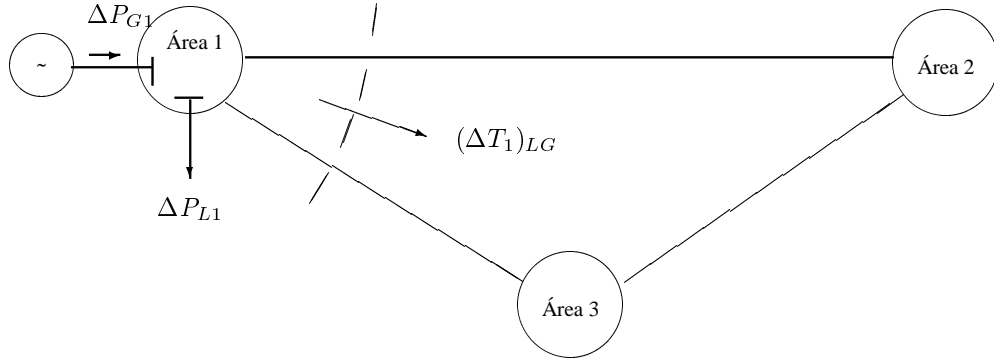


Figura 61: sistema de 3 áreas interligadas.

As equações de balanceamento tornam-se:

$$\begin{aligned}
 -\frac{1}{R_1}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L1} - (\Delta T_1)_{LG} &= D_1\Delta f(\infty) \\
 -\frac{1}{R_2}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L2} - (\Delta T_2)_{LG} &= D_2\Delta f(\infty) \\
 -\frac{1}{R_3}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L3} - (\Delta T_3)_{LG} &= D_3\Delta f(\infty)
 \end{aligned} \tag{4.159}$$

Somando-se termo a termo:

$$\begin{aligned}
 -\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3}\right)\Delta f(\infty) - (\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} + \Delta P_{L3}) - \\
 [(\Delta T_1)_{LG} + (\Delta T_2)_{LG} + (\Delta T_3)_{LG}] &= \\
 (D_1 + D_2 + D_3) \Delta f(\infty) &
 \end{aligned} \tag{4.160}$$

Porém, como:

$$(\Delta T_1)_{LG} + (\Delta T_2)_{LG} + (\Delta T_3)_{LG} = 0$$

obtêm-se, da Eq. (4.160):

$$\left[\left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2}\right) + \left(D_3 + \frac{1}{R_3}\right) \right] \times \Delta f(\infty) = -(\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} + \Delta P_{L3})$$

Seção 4.2 Conceito de Área de Controle

ou

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\sum_{i=1}^3 \Delta P_{Li}}{\beta_s} \quad (4.161)$$

onde a *característica natural do sistema*, β_s , é dada por:

$$\beta_s \triangleq \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = (D_1 + \frac{1}{R_1}) + (D_2 + \frac{1}{R_2}) + (D_3 + \frac{1}{R_3}) \quad (4.162)$$

As variações nos intercâmbios líquidos globais podem ser obtidas substituindo-se as Eqs. (4.161) e (4.162) em (4.159).

$$(\Delta T_j)_{LG} = \frac{\beta_j \sum_{i=1}^3 \Delta P_{Li} - \beta_s \Delta P_{Lj}}{\beta_s}, \quad j = 1, 2, 3. \quad (4.163)$$

EXEMPLO 4.2:

Supor 3 áreas interconectadas, com as características abaixo:

$$\begin{aligned} \beta_1 &= 200 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz} \\ \beta_2 &= 330 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz} \\ \beta_3 &= 90 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz} \end{aligned}$$

e $D_i = 0, i = 1, 2, 3$.

Se ocorrem simultaneamente acréscimos de carga nas áreas 1 e 3 de 200 MW e 100 MW, respectivamente, calcular;

1. Nova frequência de equilíbrio;
2. Variações em $(\Delta T_j)_{LG}, j = 1, 2, 3$.
3. Aumento de geração necessário em cada área, supondo desprezível a variação da carga com a frequência.
4. Supor que o incremento de 100 MW ocorre na área 2, ao invés de na área 3. Quais serão os novos resultados?

Solução:

1.

$$\begin{aligned} \beta_s &= 200 + 330 + 90 = 620 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz} = 6200 \text{ MW/Hz} \\ \sum_i \Delta P_{Li} &= 300 \text{ MW} \end{aligned}$$

Capítulo 4 OPERAÇÃO INTERLIGADA DE SISTEMAS ELÉTRICOS

$$\Delta f(\infty) = -\frac{300}{6200} = -0,0484 \text{ Hz}$$

$$f_1 = 60 - 0,0484 = 59,9516 \text{ Hz}$$

2.

$$(\Delta T_1)_{LG} = (2000 \times 300 - 6200 \times 200)/6200 = -103,2 \text{ MW}$$

$$(\Delta T_2)_{LG} = (3300 \times 300 - 0)/6200 = 159,7 \text{ MW}$$

$$(\Delta T_3)_{LG} = (900 \times 300 - 6200 \times 100)/6200 = -56,5 \text{ MW}$$

3. Como $D_i = 0, i = 1, 2, 3$, então:

$$\Delta P_{Gi} = -\frac{\Delta f(\infty)}{R_i} = \Delta P_{Li} + (\Delta T_i)_{LG}$$

$$\Delta P_{G1} = 200 - 103,2 = 96,8 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{G2} = 159,7 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{G3} = 100 - 56,5 = 43,5 \text{ MW}$$

$$\sum_i \Delta P_{Gi} = 300 \text{ MW} = \sum_i P_{Li}$$

Observações:

- a) A área 2, que possui a maior característica natural, é a que mais elevou sua geração, *mas embora não tenha ocorrido nenhuma variação de carga em seu interior.*
- b) Como o termo $1/R$ é maior quanto maior for a capacidade de geração de uma dada área, *as áreas que mais contribuem para regulação primária do sistema interligado são as de maiores parques geradores.*
- c) Fica desde já claro que algo mais precisa ser efetuado em termos de controle do sistema, por 2 razões:
 - c.1) Não se admite operar com frequência reduzida no novo regime permanente;
 - c.2) A área 2 não pode continuar suprimindo indefinidamente aumentos de carga ocorridos em outras áreas. Isto é, a geração da área 2 deve ser utilizada para atender suas próprias variações de carga, e não as de outras áreas. (A não ser que seja estabelecido um contrato entre as áreas, com intercâmbios programados).

4.

$$\Delta P_{L1} = 200 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{L2} = 100 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{L3} = 0 \text{ MW}$$

Seção 4.2 Conceito de Área de Controle

$\Delta f(\infty)$ como no caso anterior e:

$$\begin{aligned}(\Delta T_1)_{LG} &= (200 \times 300 - 6200 \times 200)/6200 = -103,2 \text{ MW} \\ &\Rightarrow \Delta P_{G1} = 200 - 103,2 = 96,8 \text{ MW} \\ (\Delta T_2)_{LG} &= (3300 \times 300 - 6200 \times 100)/620 = 59,7 \text{ MW} \\ &\Rightarrow \Delta P_{G2} = 100 + 59,7 = 159,7 \text{ MW} \\ (\Delta T_3)_{LG} &= (900 \times 300 - 0)/620 = 43,5 \text{ MW} \\ &\Rightarrow \Delta P_{G3} = 43,5 \text{ MW}\end{aligned}$$

Observa-se que os ΔP_G são os mesmos do item (3), isto é, as três áreas elevam suas gerações do mesmo valor, independentemente de onde ocorrem as variações de demanda.

4.2.3 Casos Particulares da Regulação Primária

Para investigar os efeitos da variação das características naturais das máquinas sobre as potências geradas, considere o caso de duas máquinas conectadas a um mesmo barramento, representadas na Fig. 62.

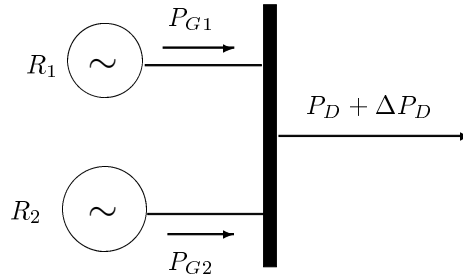


Figura 62: Duas máquinas conectadas a um mesmo barramento com estatismos diferentes.

- a) $R_1 > R_2$, ou $(1/R_1) < (1/R_2)$.
Este caso está representado na Fig. 63, na qual se verifica que $\Delta P_{G2} > \Delta P_{G1}$. Portanto, à máquina de maior relação $1/R$ será atribuída a maior parcela da carga.
- b) $R_2 = 0$.
Este é o caso representado na Fig. 64. Vê-se que $\Delta P_{G2} \gg \Delta P_{G1}$ (Na verdade, ΔP_{G1} é desprezível face a ΔP_{G2}). A máquina 2 assumirá toda a variação de carga.
- c) $R_1 = R_2 = 0$.
Neste caso, não há repartição de carga pré-determinada na fase de regulação primária. A unidade com regulador mais rápido absorveria toda a variação de carga, mas o sistema tende à instabilidade dinâmica.
- d) $R_2 = \infty$.

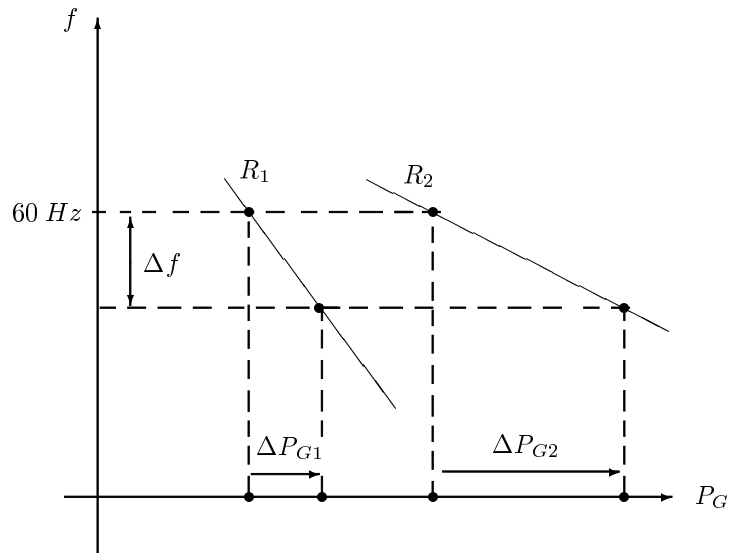


Figura 63: Características de duas máquinas para $(1/R_1) < (1/R_2)$.

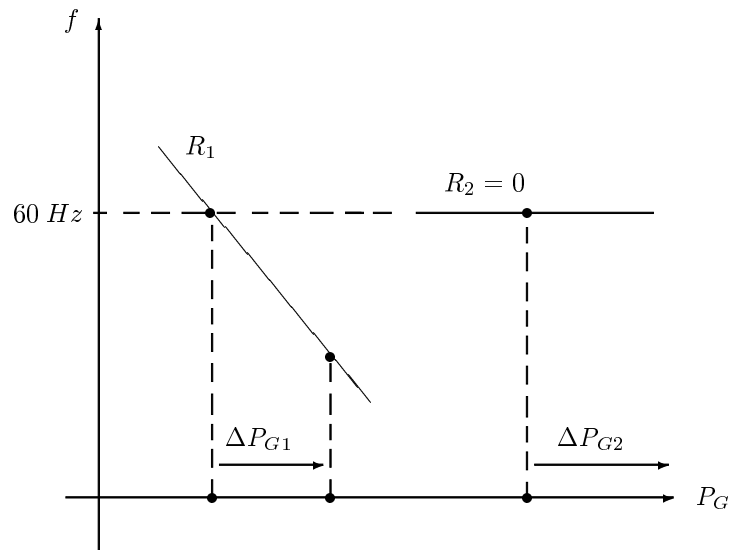


Figura 64: Caso em que $R_2 = 0$.

Seção 4.3 Controle Automático da Geração

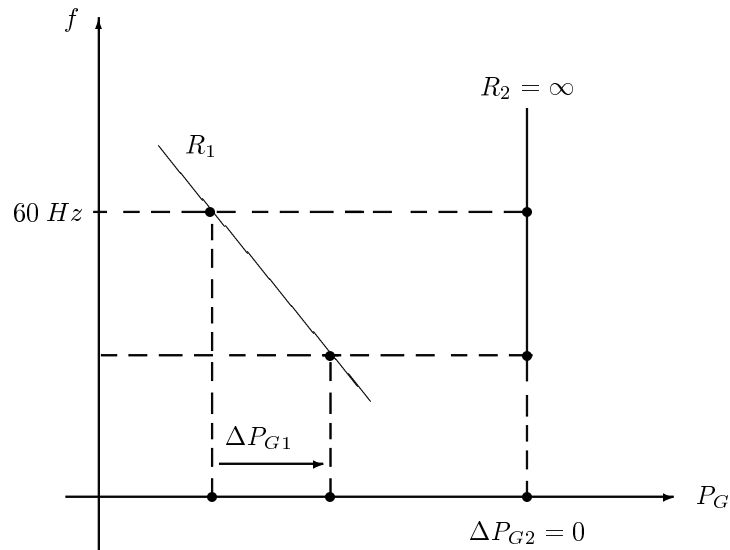


Figura 65: Caso em que uma das máquinas tem estatismo infinito.

Neste caso, representado na Fig. 65 a unidade com $R = \infty$ não assumirá carga adicional na regulação primária (máquinas com muito pouca margem de regulação disponível, ou máquinas como as de certas usinas nucleares, onde se deseja evitar a qualquer custo flutuação na potência gerada).

4.3 Controle Automático da Geração

4.3.1 Introdução

No Capítulo 2 e na Seção anterior, verificou-se que embora a regulação primária propicie o atendimento da demanda, isto se dá às custas de uma queda na frequência do sistema. O valor do desvio estático de frequência, embora limitado, é inaceitável, uma vez que há uma série de restrições à operação com subfrequência.

- aumenta na fadiga das unidades geradoras com perda de vida útil.
- cargas controladas por processos síncronos, ou dependentes de relógios síncronos (computadores, com tolerâncias de $\pm 0,5\text{ Hz}$), estações de TV a cores com fontes de no mínimo $59,94\text{ Hz}$, equipamento de radar em aeroportos com desvios de $\pm 1,5\text{ Hz}$, estações de rádio, relógios elétricos, etc.
- Capacitores conectados à rede fornecem menos reativo, os reatores absorvem mais

corrente reativa e a carga reativa do sistema aumenta devido a corrente de excitação.

É necessário, portanto, a existência de um controle suplementar que faça a frequência retornar ao valor original. Este controle atua na referência dos reguladores de velocidade, com o objetivo de corrigir o desvio de frequência que resulta quando apenas o controle primário atua.

Uma estratégia de controle suplementar deve ter os seguintes requisitos:

- a malha de controle resultante deve ser suficientemente estável;
- após uma variação em degrau da carga, o desvio de frequência Δf deve voltar a zero, sendo a magnitude do desvio transitório de frequência a mínima possível.

4.3.2 Regulação Suplementar para Área Isolada

Para anular o erro em regime permanente, um controle integral é usado para comandar a referência do regulador de velocidade:

$$\Delta r = -K_I \int_0^t \Delta f dt \quad (4.164)$$

onde o sinal "-" significa que um erro positivo de frequência deve dar origem a um comando no sentido de reduzir o valor de r .

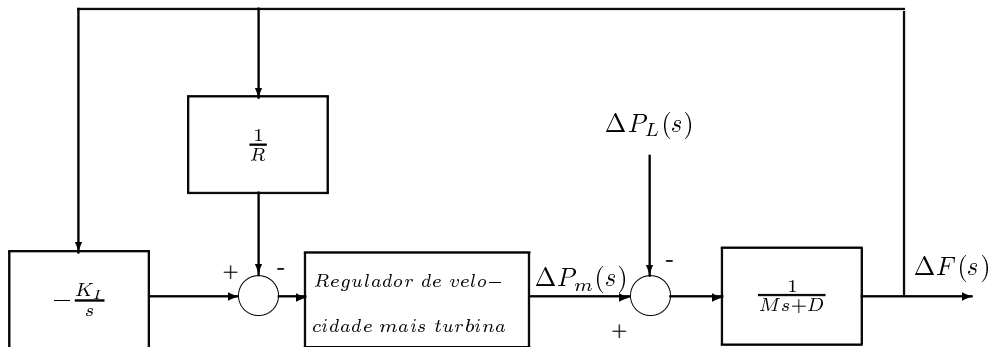


Figura 66: Controle suplementar para área isolada.

Considerando que todas as máquinas da área de controle tenham regulação secundária, tem-se o diagrama de blocos da Fig. 66 para um sistema térmico. No caso de uma única área de controle, a entrada do controlador integral, que é a grandeza cujo desvio deve ser anulado, é o desvio de frequência.

Define-se o erro de controle de área (ECA) como o sinal injetado no bloco de integração.

Seção 4.3 Controle Automático da Geração

Portanto, neste caso:

$$ECA = \Delta f \quad (4.165)$$

O regime permanente é atingido quando $ECA = 0$.

Desprezando-se as constantes de tempo do regulador e da turbina ($T_1 = T_c = 0$), tem-se, do diagrama de blocos da Fig. 66:

$$\frac{\Delta F(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{-\frac{1}{Ms+D}}{1 + \frac{1}{Ms+D}(\frac{K_I}{s} + \frac{1}{R})} = \frac{-sR}{sR(Ms+D) + RK_I + s} \quad (4.166)$$

ou

$$\Delta F(s) = -\frac{1}{M} \frac{s\Delta P_L}{[s^2 + (\frac{D}{M} + \frac{1}{RM})s + \frac{K_I}{M}]} \quad (4.167)$$

Considerando uma variação em degrau em ΔP_L e aplicando-se o Teorema do Valor Final, é fácil concluir de 4.167 que:

$$\Delta f(\infty) = 0$$

Examinemos agora o comportamento transitório do desvio de frequência. Comparando a equação característica da função de transferência da Eq. (4.167) com a forma padrão do sistema de segunda ordem :

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (4.168)$$

conclui-se que

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_I}{M}} \quad (4.169)$$

e

$$\zeta = \sqrt{\frac{1}{4MK_I} (D + \frac{1}{R})^2} \quad (4.170)$$

Têm-se os seguintes casos para o amortecimento:

1. Se $\zeta < 1$

$$\frac{1}{4MK_I} (D + \frac{1}{R})^2 < 1 \Rightarrow K_I > \frac{1}{4M} (D + \frac{1}{R})^2$$

e o sistema é subamortecido.

2. Se $\zeta = 1$

$$\frac{1}{4MK_I} \left(D + \frac{1}{R}\right)^2 = 1 \Rightarrow K_{I_{crit}} = \frac{1}{4M} \left(D + \frac{1}{R}\right)^2$$

e tem-se amortecimento crítico.

3. Se $\zeta > 1$

$$\frac{1}{4MK_I} \left(D + \frac{1}{R}\right)^2 > 1 \Rightarrow K_I < \frac{1}{4M} \left(D + \frac{1}{R}\right)^2$$

e o sistema é superamortecido.

Deste resultado segue que

$$\zeta = 1 \quad K_I = K_{I_{crit}} \quad (4.171)$$

$$\zeta < 1 \quad K_I > K_{I_{crit}} \quad (4.172)$$

$$\zeta > 1 \quad K_I < K_{I_{crit}} \quad (4.173)$$

A resposta transitória para cada um destes casos é ilustrada na Fig. 67, onde também foi considerado o caso em que $K_I = 0$.

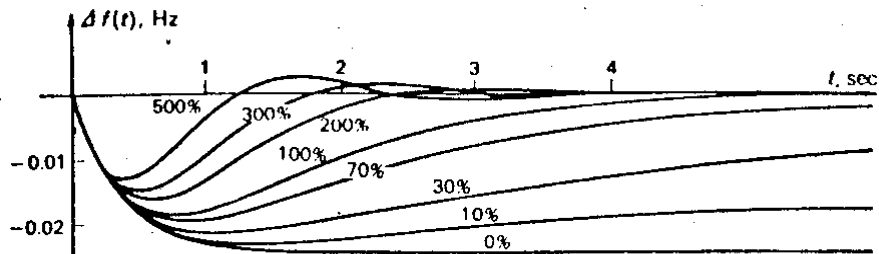


Figura 67: Resposta transitória do controle automático de geração para área isolada.

Desta figura pode-se observar que:

- Para $K_I > K_{I_{crit}}$ ($\zeta < 1$) a resposta é oscilatória;
- Para $K_I < K_{I_{crit}}$ ($\zeta > 1$) a resposta é não oscilatória e lenta. Portanto, a integral do erro de frequência será relativamente grande. Por outro lado o sistema não seguirá desnecessariamente variações muito rápidas devidas a flutuações da carga;
- Quanto maior K_I , mais rapidamente o sistema começa a responder.

4.3.3 Sistema de duas Áreas Interligadas com Controle Suplementar

No caso do sistema interligado, exige-se, além dos requisitos em termos da resposta em regime permanente e resposta transitória da frequência, que os desvios de potência nas linhas de interligação sejam iguais a zero em regime permanente. Isto basicamente requer que cada área procure cumprir os valores programados de intercâmbio de potência.

Portanto, os erros de controle de área (que devem ser anulados pelo controle integral) são:

$$ECA_1 = \Delta P_{TL_{12}} + B_1 \Delta f_1 \quad (4.174)$$

$$ECA_2 = \Delta P_{TL_{21}} + B_2 \Delta f_2 \quad (4.175)$$

onde B é um fator de polarização da frequência ("frequency bias"). Com as definições acima, o controle suplementar do tipo integral será da forma:

$$\Delta r_1 = -K_{I_1} \int (\Delta P_{TL_{12}} + B_1 \Delta f_1) dt \quad (4.176)$$

$$\Delta r_2 = -K_{I_2} \int (\Delta P_{TL_{21}} + B_2 \Delta f_2) dt \quad (4.177)$$

Esta estratégia de controle está ilustrada na Fig. 68.

4.3.3.1 Resposta em Regime Permanente Suponha que a perturbação na carga é em forma de degrau. Um novo ponto de equilíbrio só será atingido quando tanto Δr_1 quanto Δr_2 tornarem-se constantes. Pelas equações acima, isto só acontecerá quando:

$$\Delta P_{TL_{12}} + B_1 \Delta f_1 = 0 \quad (4.178)$$

$$\Delta P_{TL_{21}} + B_2 \Delta f_2 = 0 \quad (4.179)$$

Como $\Delta P_{TL_{12}} = -\Delta P_{TL_{21}}$ e $\Delta f_1 = \Delta f_2$ em regime permanente, segue que as condições para cumprimento das igualdades acima para quaisquer valores não simultaneamente nulos de B_1 e B_2 são:

$$\Delta f(\infty) = 0$$

$$\Delta P_{TL_{12}} = \Delta P_{TL_{21}} = 0$$

4.3.3.2 Resposta Transitória Comparada com o caso de uma área isolada com controle suplementar, a estabilidade do sistema com duas áreas interligadas é mais crítica. Isto se deve ao aumento da complexidade do sistema, com a introdução de novos integradores. A diminuição da margem de estabilidade se manifesta na natureza mais oscilatória das respostas.

A Fig. ?? apresenta o comportamento do desvio de frequência da área 1 e do desvio de potência de intercâmbio após um incremento de carga na área 1.

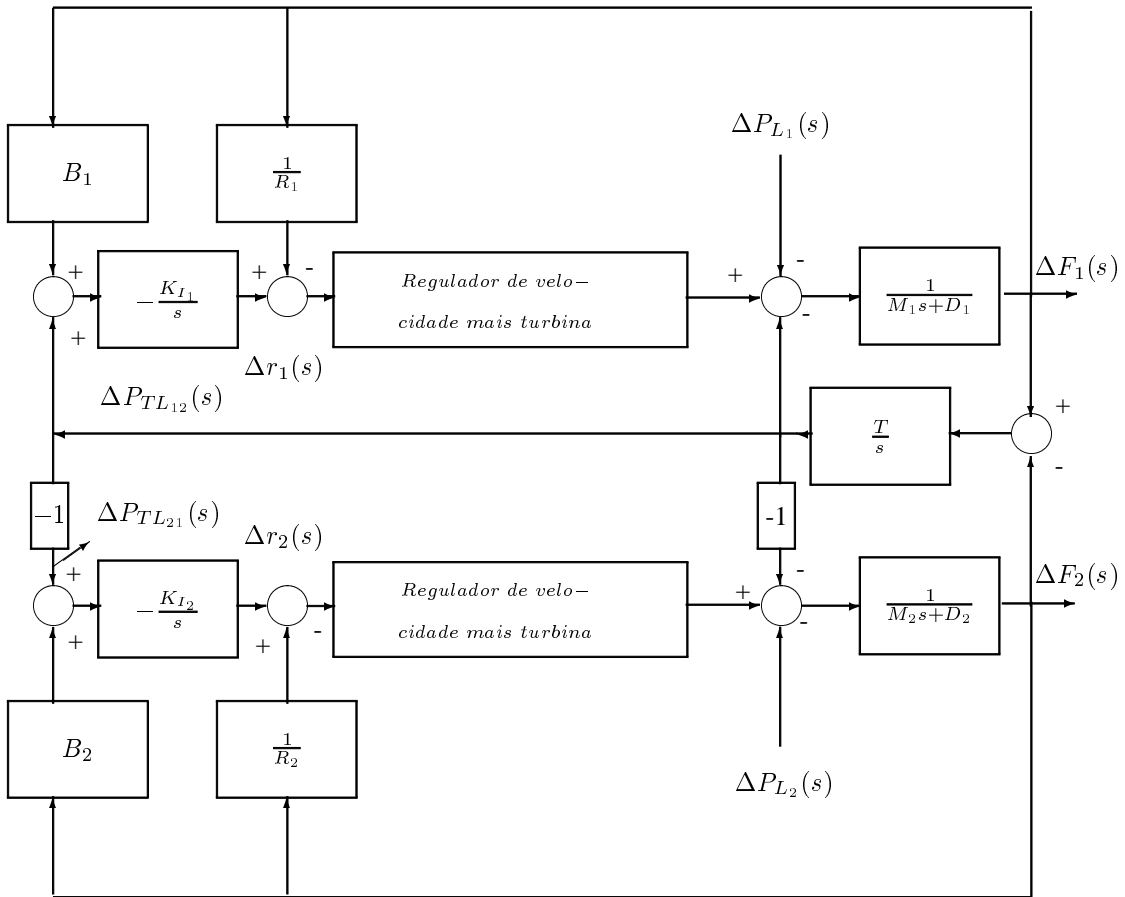


Figura 68: Controle suplementar para duas áreas interligadas.

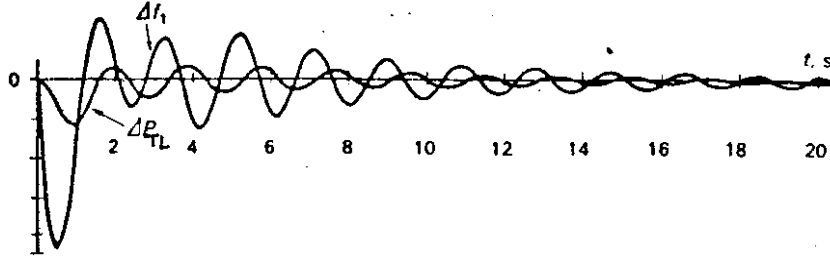


Figura 69: Desvios de frequência e de intercâmbio após variação de carga na área 1 ($B = 0,425$, $K_T = 1$).

4.3.4 Escolha do Coeficiente de Polarização B

1. Classicamente, o ajuste do coeficiente de polarização B tem se baseado no princípio de que cada área tem condições de atender às suas próprias variações de carga. Sendo assim, o controle suplementar em uma dada área deveria corrigir somente variações de carga naquela área, sem ocasionar variações de geração em outras áreas. Em outras palavras, é desejável que, se a alteração de carga for na área 1, não haja ação de controle em outras áreas, mas apenas na área 1. Baseando-se neste princípio, o procedimento tradicional é o de se considerar os seguintes ajustes para os coeficientes de polarização:

$$B_i = \beta_i, i = 1, N \quad (4.180)$$

sendo N o número de áreas de controle. Isto é, *o coeficiente de polarização da área i deve ser igual à característica natural da área i .*

Para investigar as conseqüências desta escolha, considere o caso de duas áreas interligadas. Já foi visto que, sem o controle secundário:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}}{\beta_1 + \beta_2}$$

e

$$\Delta P_{TL12} = \frac{\beta_1 \Delta P_{L2} - \beta_2 \Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2}$$

Suponha que:

$$B_1 = \beta_1 \quad \Delta P_{L1} = 0$$

$$B_2 = \beta_2 \quad \Delta P_{L2} = \Delta L$$

Assim, logo após a ação da regulação primária:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta L}{\beta_1 + \beta_2}$$

$$\Delta P_{TL12} = \frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2}$$

Para investigar a ação da regulação suplementar, calculemos os erros de controle de área para as duas áreas:

$$ECA_1 = \Delta P_{TL12}(\infty) + B_1 \Delta f(\infty) = \frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_1 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = 0$$

$$ECA_2 = \Delta P_{TL21}(\infty) + B_2 \Delta f(\infty) = -\frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_2 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = -\Delta L$$

Ou seja, na área 1, onde não houve impacto de carga, não haveria nenhuma ação suplementar, mantendo-se apenas o acréscimo de carga ΔP_{G1} da regulação primária de modo a garantir a assistência à área 2 enquanto sua regulação secundária não agir. Na área 2, como $ECA_2 < 0$, a ação do controle suplementar será a de elevar sua geração para absorver sua própria variação de carga. As situações antes da variação de carga (1), após a ação do controle primário (2) e após a ação do controle suplementar (3) estão ilustradas na Fig. 70.

Em conclusão, verifica-se que, para $B_i = \beta_i$, a tendência é não haver elevação de geração em uma determinada área na fase de regulação secundária quando o aumento de carga ocorre em outra área. Esta estratégia é chamada *controle com polarização de frequência* (“tie line bias control”), ou *controle em TLB*.

Da mesma forma, poder-se-ia mostrar que:

- a) Se $B_i < \beta_i$, haveria *redução* de geração na fase de regulação suplementar, quando o aumento de carga ocorrer em outra área (isto é, $ECA_i > 0$ nestas condições). Este ajuste é aconselhável para áreas com pequena disponibilidade de geração com respeito à própria carga.
 - b) Se $B_i > \beta_i$, haverá aumento de geração na fase de regulação secundária, mesmo quando o aumento de carga se dá em outra área (isto é, $ECA_i < 0$). Este ajuste pode ser usado para áreas com excesso de geração com respeito à própria carga, garantindo desta forma maior socorro a áreas vizinhas com carência de geração.
2. Suponha agora que $B_1 = \beta_1$ e $B_2 = 0$. Supondo novamente variação de carga apenas na área 2, obtêm-se os seguintes valores para os erros de controle de área:

$$ECA_1 = \Delta P_{TL12}(\infty) + B_1 \Delta f(\infty) = \frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_1 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = 0$$

Seção 4.3 Controle Automático da Geração

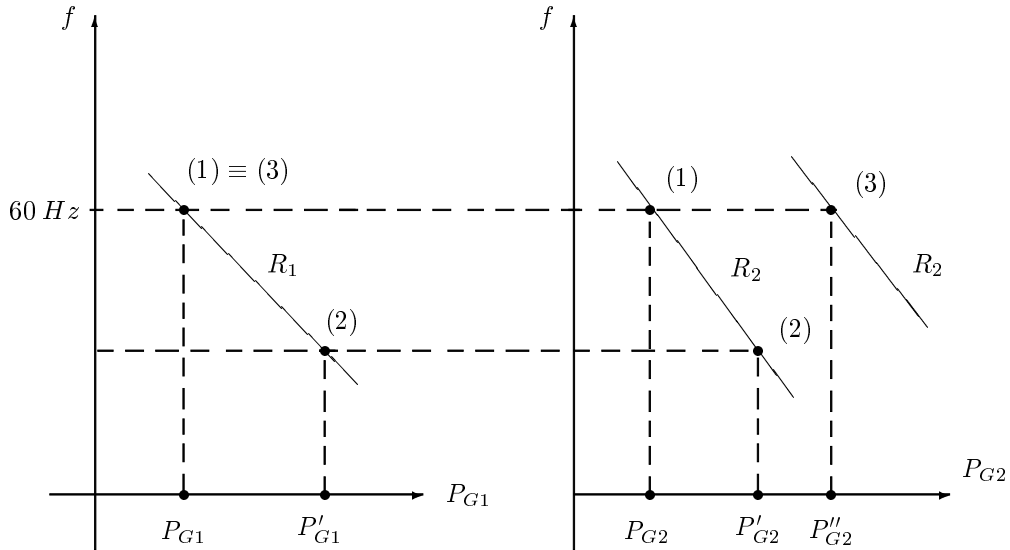


Figura 70: Ilustração da ação do controle suplementar quando $B_i = \beta_i$.

$$ECA_2 = \Delta P_{TL_{21}}(\infty) + B_2 \Delta f(\infty) = -\frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + 0 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = -\frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2}$$

Verifica-se portanto que:

- (a) Não há ação do controle suplementar na área 1, e
 - (b) A área 2 fará *aumentar* sua geração de $\beta_1 \Delta L / (\beta_1 + \beta_2)$ por efeito da regulação secundária apenas devido ao erro em $P_{TL_{12}}$, sem se importar com os desvios de frequência. Na área 2, a preocupação é manter sua potência de intercâmbio constante. Esta estratégia é chamada *controle rígido de intercâmbio* (“flat tie line control”) ou *controle em FTL*.
3. Finalmente, consideremos o caso em que $B_1 = \beta_1$ e $B_2 = \infty$. Verifica-se neste caso que:

$$ECA_1 = \Delta P_{TL_{12}}(\infty) + B_1 \Delta f(\infty) = 0$$

$$ECA_2 = B_2 \Delta f(\infty) = \beta_2 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2}$$

A tendência da área 2 é portanto provocar um aumento máximo de geração, no sentido de que seja corrigido de imediato todo o desvio de frequência. Esta estratégia é chamada *controle rígido de frequência* (“flat frequency control”), ou *controle FF*.

4. Sejam agora $B_1 = \infty$ e $B_2 = 0$. Os erros de controle de área são, neste caso:

$$\begin{aligned} ECA_1 &= B_1 \Delta f(\infty) \rightarrow \infty \\ ECA_2 &= \Delta P_{TL_{21}} = -\beta_1 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \end{aligned}$$

Ambas as áreas têm portanto a tendência de aumentar suas gerações, mas a predominância é da área 1, que corrige a frequência. Haverá um grande número de atuações do controle suplementar para se obtenha $ECA_1 = ECA_2 = 0$.

4.4 Exercícios

1. Um sistema de potência operando sem controle suplementar, recebia 500 MW, através de linhas de interligação de um grande sistema. Bruscamente ele foi isolado pelo desligamento de todas as linhas de interligação, devido a uma perturbação muito grande do sistema. Calcular:
 - (a) O desvio de frequência em regime permanente, admitindo que a carga conectada ao sistema é de 5000 MW a 60 Hz, que ela varia 2% para cada 1% de variação na frequência, e que a geração de 4500 MW era feita com as válvulas totalmente abertas (nenhuma reserva);
 - (b) O desvio de frequência em regime permanente, para o caso (a), com a ocorrência adicional do desligamento de 200 MW (nominais a 60 Hz) da carga conectada, através da intervenção automática de relés de segurança ajustados a 59 Hz;
 - (c) O tempo aproximado, após o isolamento do sistema em que a carga é desligada. Admita uma constante de inércia da geração $H = 5$ segundos, baseada na capacidade da máquina e que o sistema operava em 60 Hz, antes da falta.
 - (d) Se o sistema em questão tivesse 500 MW de reserva, distribuídos em 1000 MW de capacidade de reserva de geração, com 5% de regulação *baseados nessa capacidade*, e com todas as outras gerações com válvulas completamente abertas, determinar o desvio de frequência, para a perturbação acima;
 - (e) Repetir (d), para o caso em que os 500 MW de reserva estejam distribuídos em 5000 MW de capacidade de reserva, com 5% de regulação *baseada nesta capacidade*.
2. Para as circunstâncias do problema anterior, isto é, perda de todas as interligações que forneciam 500 MW ao sistema, admita-se que o sistema de potência tenha reserva suficiente e esteja operando com controle suplementar que seja mantido em serviço a despeito da perda das linhas. Admita-se que estivesse fixada a entrada de 500 MW e que o fator de polarização da área seja de 250 MW/Hz.
 - (a) Qual seria o desvio de frequência, em regime permanente, no sistema isolado?
 - (b) Se o controle suplementar é mantido em serviço, mas o intercâmbio é levado a zero,

Seção 4.4 Exercícios

- no momento do desligamento do sistema, qual seria o desvio de frequência, em regime permanente?
- (c) Se o controle suplementar é retirado de serviço, no momento da queda do sistema, e o desvio de frequência em regime permanente é de $2,5 \text{ Hz}$, qual seria o valor da característica de regulação de frequência da área $(\frac{1}{R} + D)$?
3. Considere o caso de duas áreas interligada, $A1$ e $A2$ com características naturais β_1 e β_2 , respectivamente. As áreas são dotadas de controle suplementar. Suponha que ocorre uma perturbação de carga de amplitude ΔL na área 1. Encontre os erros de controle de área iniciais nas duas áreas, logo após o efeito dos respectivos controles primários terem atingidos o regime permanente, para os valores dos coeficientes de polarização dados abaixo. Interpretar cada caso.
- (a) $\beta_1 = \beta_1, \beta_2 = \beta_2$
(b) $\beta_1 = 0,5 \beta_1, \beta_2 = 0,5 \beta_2$
(c) $\beta_1 = 1,5 \beta_1, \beta_2 = 1,5 \beta_2$
(d) $\beta_1 = 1,5 \beta_1, \beta_2 = 0,5 \beta_2$
(e) $\beta_1 = \beta_1; \beta_2 = 0$
(f) $\beta_1 = \beta_1; \beta_2 = \infty$
(g) $\beta_1 = \infty; \beta_2 = 0$
4. Duas áreas de controle A e B são interligadas através de uma linha de transmissão, e têm características naturais de β_A e β_B ($MW/0,1 \text{ Hz}$). Um aumento de carga de 400 MW na área A causa transferência de potência de B para A de 150 MW . Quando a linha de interligação está aberta, a frequência da área A é $59,91 \text{ Hz}$ e a do sistema B , 60 Hz . Calcular os valores das características naturais das duas áreas de controle. Como você ajustaria os coeficientes de polarização destas áreas?
5. Três áreas de controle estão interligadas na forma indicada na Fig. 71. As características naturais das 3 áreas são, respectivamente:
 $400 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz}$; $90 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz}$; $300 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz}$.
Considere um impacto de carga de $+100 \text{ MW}$ na área 2.
- (a) Calcular o desvio de frequência e os desvios de potência de intercâmbio após a atuação da regulação primária.
(b) Analisar o desempenho da regulação secundária para os seguintes ajustes de bias:

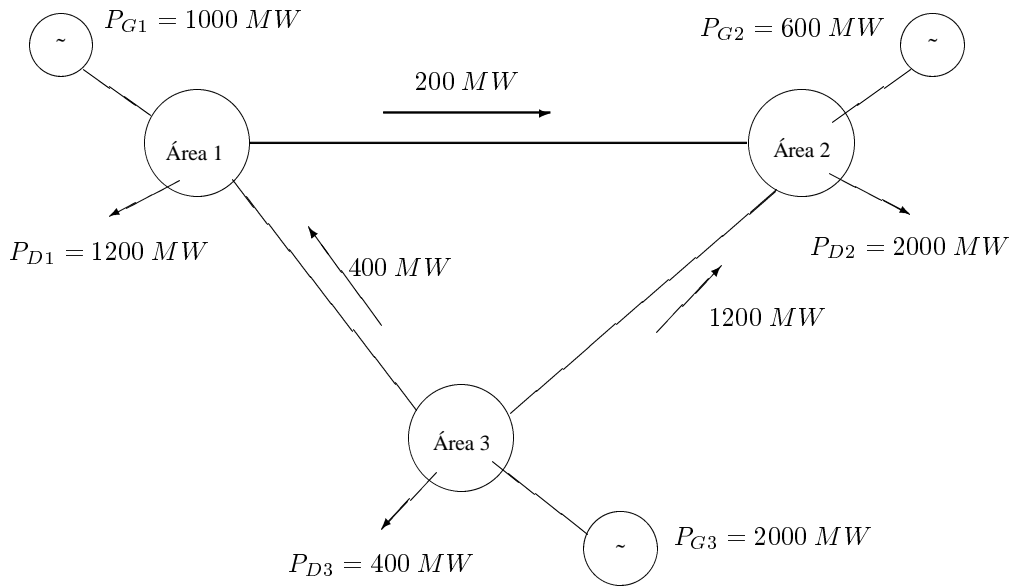


Figura 71: Sistema com três áreas de controle interligadas.

$$\begin{array}{l}
 b.1) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = \beta_1 \\ B_2 = \beta_2 \\ B_3 = \beta_3 \end{array} \right. \quad b.2) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = 0,8 \beta_1 \\ B_2 = 0,8 \beta_2 \\ B_3 = 0,8 \beta_3 \end{array} \right. \quad b.3) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = \beta_1 \\ B_2 = 0,4 \beta_2 \\ B_3 = \beta_3 \end{array} \right. \\
 b.4) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = 1,2 \beta_1 \\ B_2 = 0 \\ B_3 = \beta_3 \end{array} \right. \quad b.5) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = 0,5 \beta_1 \\ B_2 = 0,5 \beta_2 \\ B_3 = \infty \end{array} \right. \quad b.6) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = 0 \\ B_2 = 0 \\ B_3 = \infty \end{array} \right. \\
 b.7) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = 0 \\ B_2 = 0 \\ B_3 = 0 \end{array} \right. \quad b.8) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = \infty \\ B_2 = \infty \\ B_3 = \infty \end{array} \right. \quad b.9) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = 0,1 \beta_1 \\ B_2 = 0,2 \beta_2 \\ B_3 = 254 \beta_3 \end{array} \right. \\
 b.7) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = 0 \\ B_2 = 0 \\ B_3 = 0 \end{array} \right. \quad b.8) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = \infty \\ B_2 = \infty \\ B_3 = \infty \end{array} \right. \quad b.9) \left\{ \begin{array}{l} B_1 = 0,1 \beta_1 \\ B_2 = 0,2 \beta_2 \\ B_3 = 254 \beta_3 \end{array} \right.
 \end{array}$$