



GRUPO IV
GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA (GAT)

PROPOSTA DE UMA NOVA METODOLOGIA DE AJUSTE DE CONTROLES AUTOMÁTICOS DE
GERAÇÃO

Eduardo de Medeiros Brandi

Jorge Luiz de A. Jardim

FURNAS Centrais Elétricas S.A.

RESUMO

Este trabalho analisa os critérios atuais de ajuste do Controle Automático de Geração, apresenta os pontos fracos do mesmo e ressalta o inconveniente em adotá-lo. Propõem-se um critério de ajuste alternativo, baseado na resposta transitória. Mostra-se ainda que ajustes de CAG inadequados podem resultar em oscilações de baixa frequência, da ordem de 0.05 Hz, conforme tem sido observado no Sistema Elétrico Brasileiro. Tais oscilações podem levar o sistema a uma instabilidade.

PALAVRAS-CHAVE

Controle Automático de Geração, Bias, Erro de Controle de Área.

1.0 - INTRODUÇÃO

Atualmente os Controles Automáticos de Geração CAG, implementados para controle de frequência e intercâmbios, são baseados em integrais do erro de controle, definidos mais comumente como *Erro de Controle de Área - ECA*.

Usualmente, os controladores são ajustados com parâmetros fixos e geralmente com base na experiência operativa de cada empresa.

Concordia e Kirchmayer^{1,2}; Concordia, Crary e Parker³; Cohn⁴ apresentam, entre outros aspectos, uma análise dos efeitos dos controladores primários e secundários, bem como, os efeitos das variações de seus parâmetros no desempenho dinâmico do controle automático de carga e frequência do sistema elétrico de potência.

Shoultz e Javita⁵ apresentam considerações sobre os efeitos no comportamento do sistema elétrico, quando

dos ajustes dos controladores secundários com Bias de frequência com valores diferentes daqueles correspondentes à característica natural de frequência da área em questão. B.Oni, H.Graham e Walker⁶, Kennedy e Hoyt⁷, apresentam o comportamento não linear da resposta natural de frequência de uma área de um sistema elétrico.

As análises efetuadas em tais trabalhos são baseadas em características de 'quase' regime permanente do sistema, pois é suposto que os CAGs apresentam um comportamento dinâmico relativamente lento. De uma forma geral, tais análises estabelecem como desejável um ajuste de CAG em que o Bias permaneça o mais próximo possível da característica natural da área controlada para que a correção secundária de carga e frequência fique a cargo somente da área perturbada.

Por outro lado, outros requisitos de desempenho, geralmente impostos aos CAGs, tais como tempo mínimo de passagem por zero do erro de controle de área, impõem restrições de desempenho dinâmico que exigem tempos de resposta significativamente altos. Isto compromete a suposição de quase regime permanente, como mostrado neste artigo. Ou seja, para a banda de passagem dos fenômenos dinâmicos em questão, o CAG não pode ser considerado um controle quase de regime permanente. Mostra-se ainda que os possíveis objetivos perseguidos com o ajuste do Bias à característica natural da área não têm na prática os efeitos desejáveis⁸.

Propõe-se então um critério de ajuste que satisfaça simplesmente as necessidades de resposta dinâmica do sistema⁸.

2.0- CRITÉRIO CLÁSSICO DE AJUSTE DE CAGs

A análise clássica do comportamento dinâmico dos CAGs é em geral efetuada a partir de um sistema elétrico compreendendo duas áreas de controle. Cada área de controle é representada por um gerador equivalente e o intercâmbio ocorre através de uma linha de transmissão. Um diagrama de blocos de um modelo linearizado deste sistema está mostrado na Figura 1. Embora simplificado, este sistema é suficiente para demonstrar os principais conceitos e fenômenos dos CAGs.

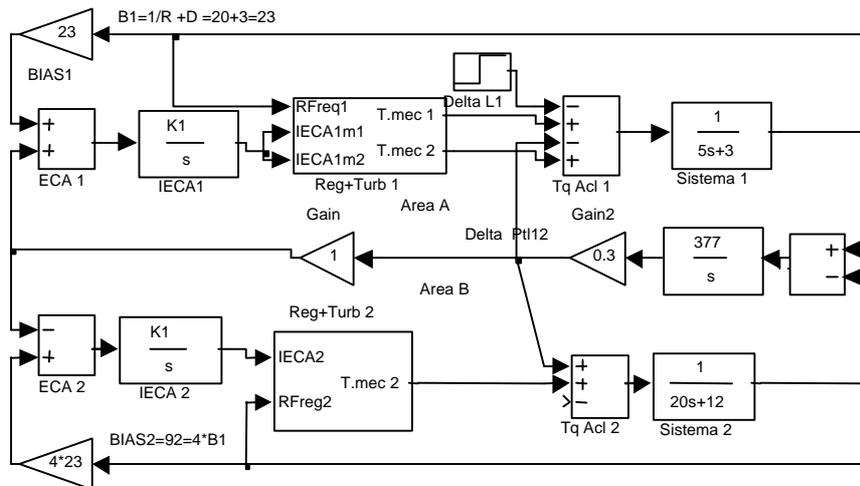


FIGURA 1. – Diagrama de Blocos

Através da análise de regime permanente, aplicando-se o teorema do valor final, pode-se calcular o desvio de frequência e o desvio de intercâmbio para uma dada variação de carga. Considerando-se apenas a atuação da regulação primária (reguladores de velocidade), o teorema do valor final produz as seguintes expressões.

Variação de carga na Área A:

$$\Delta w_A = \frac{-\Delta L}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} \quad (1)$$

$$\Delta P_{TL12} = \frac{-\Delta L \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} \quad (2)$$

Variação de carga na Área B:

$$\Delta w_A = \Delta w_B, \quad \Delta P_{TL21} = -\Delta P_{TL12}$$

onde, $b = \frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2$, é a característica de regulação composta da Área compreendendo a regulação de regime permanente da regulação primária e o amortecimento da carga. Esta variável é também definida como a característica de resposta de frequência da Área R_1 e R_2 são os estatismos

permanentes equivalentes das áreas 1 e 2 respectivamente. D_1 e D_2 são os coeficientes de amortecimento das duas áreas.

O objetivo do CAG (ação secundária de controle) então é zerar tais desvios. O modo de controle adotado na grande maioria dos controladores automáticos de geração é o “Tie Line Frequency Bias-TLB”, onde são monitorados os fluxos de intercâmbio entre áreas de forma que, os sistemas de controle sentem e respondem, tanto as variações de frequência, como também aos desvios do fluxo entre áreas, corrigindo-os e mantendo-os nos seus valores programados, tornando

nulo os erros de frequência e intercâmbio.

A soma do erro de intercâmbio e do erro de frequência (frequency Bias), é definido como Erro de Controle de Área (ECA). Ou seja,

$$ECA = \Delta P_{TL} + B \Delta f \quad (3)$$

onde ΔP_{TL} é o desvio de intercâmbio, Δf é o desvio de frequência e B o Bias.

O controle deste erro é implementado para cada área através de um controlador integral em uma malha de realimentação adicional, Fig. 1. O critério geralmente adotado para ajuste deste controle é somente corrigir variações de carga internas à área sob controle. Ou seja, é desejado que para uma variação de carga na área A, não deve haver ação de controle suplementar na área B, somente na área A.

O ECA da área 2 é dado por

$$ECA_2 = \Delta P_{21} + B_2 \Delta w. \quad (4)$$

Se

$$B_2 = \frac{1}{R_2} + D_2, \quad (5)$$

ou seja, o Bias igual a característica natural da área, o ECA_2 seria nulo para uma variação de carga na área 1, como pode ser comprovado pela substituição de (2) e (5) em (4). Por outro lado, para a área 1, teremos $ECA_1 = -\Delta P_1$. Ou seja, conclui-se que ajustar o Bias igual a característica natural da área faz com que o objetivo de que as ações só ocorram na área do distúrbio seja cumprido.

Cabe enfatizar que esta análise não considerou a presença dos CAGs, que supostamente teriam uma resposta dinâmica muito lenta.

3.0 – COMPORTAMENTO COM BIAS DIFERENTE DA CARACTERÍSTICA NATURAL DA ÁREA

Na análise que segue foi utilizado o sistema representado na Fig. 1 sendo a área B aproximadamente 4 vezes maior que a área A.

Para mostrar o comportamento do controle, foram utilizados três valores diferentes para o ajuste do Bias da área B, inferior (46), igual (92) e superior (138) a característica de resposta natural de frequência (b) da própria área. A Figura 2, mostra a resposta dinâmica do ECA da área B, para um degrau de carga negativo (redução de carga) na área A de -10%. Estes resultados foram obtidos ajustando-se a resposta dos CAGs significativamente lentas, através de um ganho $K_1 = 0.01$, a fim de que as suposições de regime permanente fossem válidas.

Verifica-se que o ECA da área B, para o Bias igual a característica natural de resposta em frequência desta Área ($b_b = 92$) é igual a zero após o período transitório de resposta primária, confirmando a análise do Item 2.0.

Entretanto, esta resposta é lenta, como demonstrado nas Figura 3, onde percebe-se que o ECA da área A, relativo a variação de carga daquela área, após 1000 segundos, ainda não foi anulado.

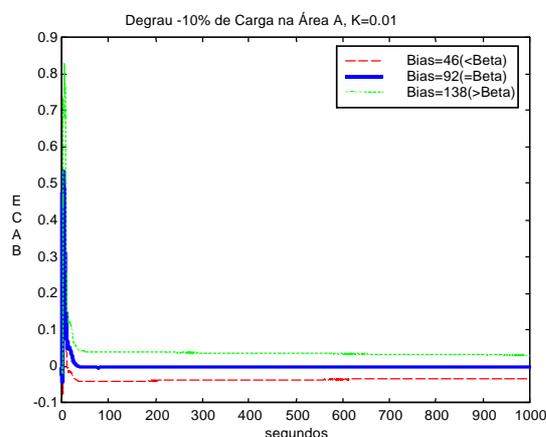


FIGURA 2. – Erro de Controle de Área B para Diferentes Bias

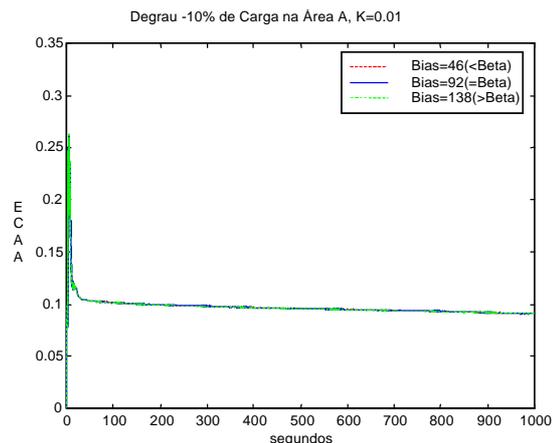


FIGURA 3. – Resposta do Erro de Controle de Área A

Este comportamento, contraria a orientação para os critérios de desempenho de controle, estabelecidos pelo Grupo Coordenador de Operação do Sistema Interligado (GCOI), em que sob condições normais o ECA deve retornar a zero, dentro de um período de no máximo 10 minutos subsequente a sua passagem por zero, ou, em condições de distúrbio (repentina variação de geração ou variação de carga), este deve retornar a zero dentro de 10 minutos após o distúrbio. Este critério é também adotado pelo Comitê de Operação de Sistemas Elétricos dos USA (NERC).

Para atender aos critérios de desempenho do GCOI é necessário aumentar o ganho da malha de regulação secundária (K_1), Figura 1.

Apresentamos na Figuras 4 e 5 os resultados do ECA das áreas A e B, para o ganho K_1 igual a 0.45, valor este suficiente para atender aos critérios dinâmicos. Observando estas curvas, verifica-se que:

- A Área B, que não sofreu alteração de carga, também é afetada pelas variações de carga da outra área adjacente (Área A) e, na condição de resposta dinâmica mais rápida, o valor do Bias teve pouca influência do trabalho do CAG da área.
- Área B procura ajudar a área perturbada, a fim de melhorar a sua recuperação, o que, sob o ponto de vista sistêmico, é bom.
- A afirmação de que uma variação de carga em uma área não provoca ação do CAG da outra área interligada só é verificada quando a resposta do CAG é bem mais lenta do que a ação da regulação primária.

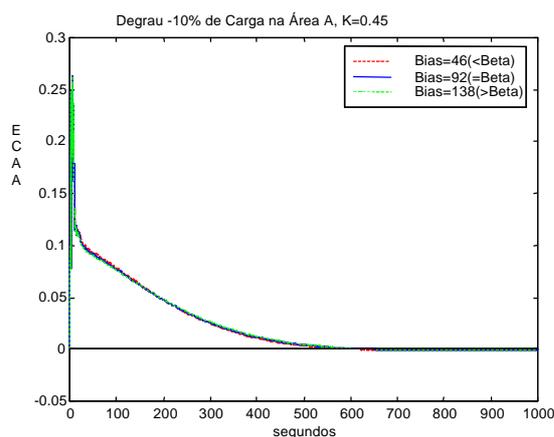


FIGURA 4. – ECA da área A com ganho $K_1 = 0.45$.

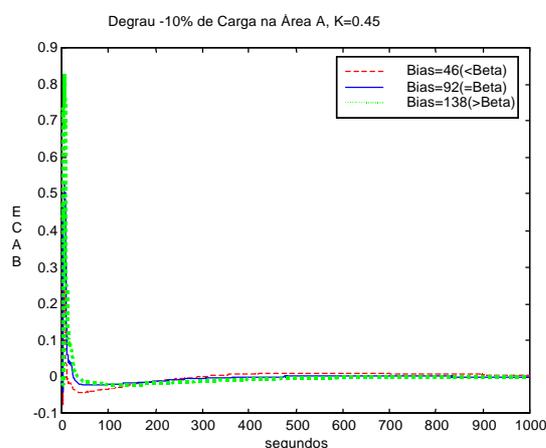


FIGURA 5 – ECA da área B para $k_1 = 0.45$

- Para atendermos os critérios de desempenho do CAG para o GCOI, o que implica em valores de ganho do CAG relativamente altos, a afirmação anterior é comprometida, uma vez que, teremos ECA na área não perturbada, o que provocará ação da regulação secundária.

A Fig. 6 mostra que a integral do quadrado do ECA B (uma espécie de índice de esforço de controle), nos mostra que o esforço do ECA para o sistema com o Bias igual a característica de resposta natural de frequência da área é menor para esta situação do que para as outras condições. Este resultado nos passa a idéia de que se utilizarmos este ajuste de Bias para o CAG, obteríamos um menor esforço das máquinas, menores movimentos inadvertidos e por conseguinte, acarretando menores desgastes.

Entretanto, se analisarmos a integral do quadrado do torque mecânico, que são mais significativos do esforço de controle e que revela a movimentação das turbinas, conforme apresentado nas Figuras 7 e 8, verifica-se que:

1. Teremos menores esforços de controle de torque, ou seja, movimentos menores, ou desgastes

menores das máquinas, para a Área que não sofre perturbação, quando o ajuste do Bias é menor que a sua característica de resposta natural de frequência.

2. Ocorerão esforços de controle de Potência maiores nas máquinas pertencentes a Área que sofre a perturbação, quando se ajusta o CAG, da área não afetada, com um Bias menor que a sua característica de resposta natural de frequência.
3. Por outro lado, com o Bias menor teremos uma resposta mais lenta na recuperação da frequência do sistema.

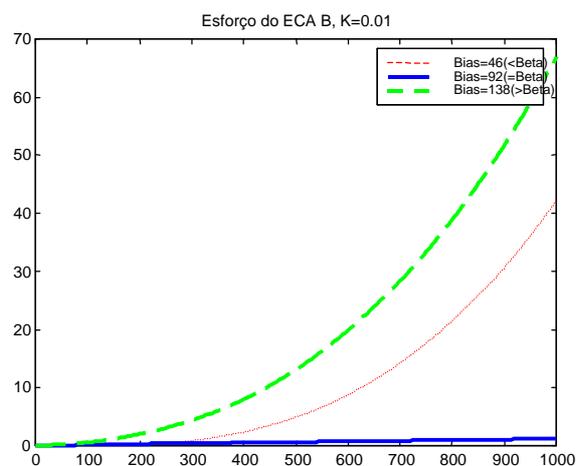


FIGURA 6 – Esforço do ECA da área B

Com base nestes resultados verifica-se que não faz muito sentido, ao contrário do que é apresentado na teoria sobre este tema, tentar ajustar o Bias à característica de resposta natural da área, pois o objetivo de se diminuir o trabalho da área externa é melhor alcançado ajustando-se o Bias para valores inferiores a característica natural da área (obs.1 e 2), o que por sua vez resulta em piora da resposta dinâmica.

Portanto, os critérios atuais utilizados para o ajuste de Bias, que é baseado em análises estáticas, não faz sentido quando se inclui os efeitos dinâmicos. Como conclusão propõe-se que o ajuste do Bias deva satisfazer somente a critérios de desempenho dinâmicos do CAG.

O que nos parece mais adequado, então é a realização de um controle, por exemplo, adaptativo, que ajuste dinamicamente os parâmetros de controle do CAG de forma a manter um comportamento dinâmico padrão para qualquer condição operativa.

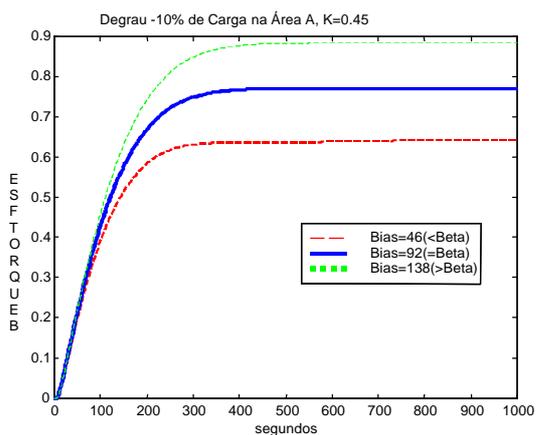


FIGURA 7 – Esforço de Torque Máquina Equivalente Área B

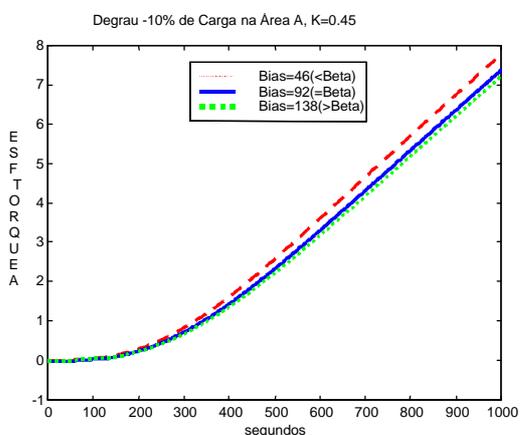


FIGURA 8 – Esforço de Torque Máquina Equivalente Área A

4.0 – ANÁLISE QUALITATIVA DA DINÂMICA DO CAG INFLUENCIADA PELO NÚMERO DE MÁQUINAS SOB CONTROLE

A finalidade desta análise é verificar o efeito da variação do número de máquinas sob controle no desempenho dinâmico do CAG, sendo os parâmetros de controle fixos. Verifica-se que, como esperado, a resposta do CAG é mais rápida quanto maior o número de máquinas sob controle. Se o ganho do mesmo estiver muito alto, o amortecimento tende a diminuir com a adição de máquinas no controle e com isto há o risco do sistema se tornar instável. Tem sido observado no Sistema Elétrico Brasileiro oscilações de baixa frequência típicas de CAG com períodos de aproximadamente 20s. Isto mais uma vez confirma a necessidade de se ajustar os CAGs para que tenham respostas dinâmicas adequadas e que é mais importante se adaptar o ganho do CAG do que o seu Bias.

Para exemplificar este comportamento, simulou-se um caso utilizando-se o mesmo sistema da Fig. 1, em que, a área interna foi representada nas condições de uma e quatro máquinas sob controle de mesma dimensão e

capacidade. A área externa foi representada como sendo aproximadamente quatro vezes a capacidade da área interna com quatro máquinas. Os resultados estão apresentados nas Figuras 9 (4 máquinas) e 10 (1 máquina).

A Figura 9 apresenta o resultado do caso com uma máquina, para uma variação de carga na área de 10%. Observa-se que o sistema tem resposta razoavelmente rápida porém com um bom amortecimento.

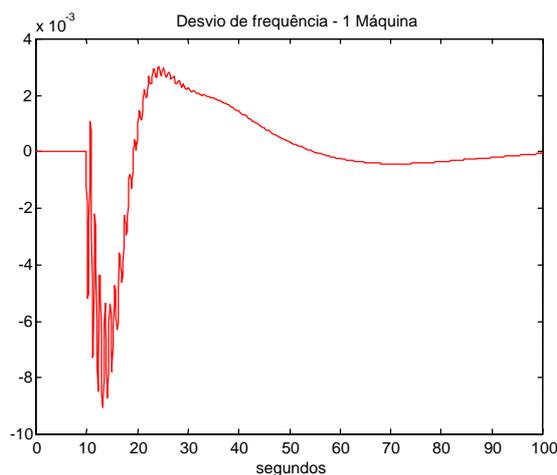


FIGURA 9 – Desvio de Frequência caso com 1 Máquina

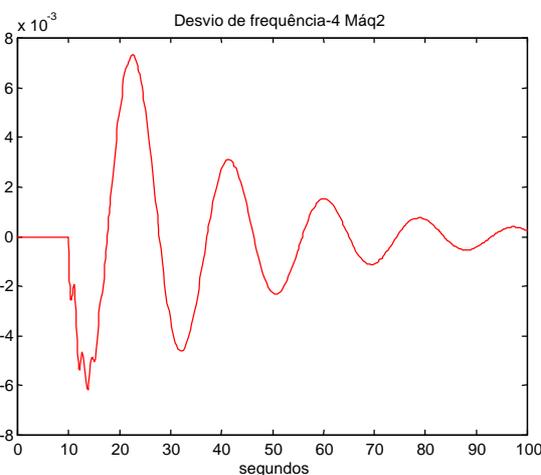


FIGURA 10 – Desvio de Frequência, caso com 4 Máquinas

Na Figura 10 está o resultado do caso com 4 máquinas. O efeito da adição de mais três máquinas sob controle foi o de degradar significativamente o amortecimento. No caso prático do sistema de potência, a condição mais provável em que se tem menos amortecimento é geralmente imediatamente após a ponta do sistema, quando um maior número de máquinas está sob controle e atuando, ou seja, com margem de regulação.

O fato de estar atuando é importante, pois uma máquina pode estar sob controle mas não responder efetivamente aos comandos em função de uma limitação (de capacidade, por exemplo).

Observa-se que na tomada de carga, também, é provável que se tenha o mesmo número de geradores em CAG. Entretanto, muitos destes possivelmente já estão totalmente carregados e, por conseguinte, não respondem a comandos do CAG no sentido de aumento de carga. Isto significa que efetivamente tais unidades não são sensíveis aos comandos do CAG, diminuindo o ganho efetivo do mesmo.

A solução deste comportamento é a redução do ganho do CAG. A Figura 11 mostra a resposta do sistema com as quatro máquinas e ganho do CAG da área interna reduzido de um fator de 4. Observa-se uma resposta mais próxima a da condição de 1 máquina sob controle, Fig. 9.

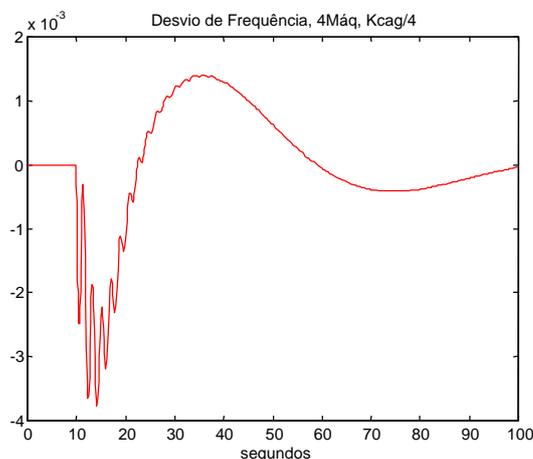


FIGURA 11 - Resposta com ganho reduzido

5.0 – CONCLUSÕES

O artigo mostra que a busca de ajuste de Bias igual a característica natural da área de controle não faz sentido quando a dinâmica efetiva do CAG é considerada. A busca de adaptação do Bias portanto não traz resultados significativos.

O ajuste do Bias equivalente a característica natural de frequência da área não assegura menor esforço de controle das máquinas, com isto não garantindo o menor desgaste das mesmas.

Os critérios de ajuste dos CAGs deveriam contemplar somente as características de resposta dinâmica do sistema, estabelecendo-se um outro critério para o Bias.

O ajuste do ganho do CAG deve ser determinado para a condição de maior número de máquinas sob controle, já que nesta condição o ganho efetivo da malha de regulação secundária é mais alto.

Adaptação do ganho do CAG fornece um diferencial no ajuste deste controle

6.0 – AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao FINEP pelos recursos disponibilizados através do projeto RECOP.

7.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) CONCORDIA,C.;KIRCHMAYER,K.,*Tie-Line Power and Frequency Control of Electric Power System., Part I*, AIEE Systems Engineering Committee , Junho,1953. p 562 – 572.
- (2) CONCORDIA,C.,KIRCHMAYER, K, *Tie-Line Power and Frequency Control of Electric Power System Part II*, AIEE Systems Engineering Committee, Abril,1954, p133 – 145.
- (3) CONCORDIA.C.;CRARY,S.B.;PARKER,E. E , *Effect Of Prime-Mover Speed Governor Characteristics On Power-System Frequency Variations And Tie-Line Power Swings*, AIEE Transaction, vol 60, 1941, p 559-567
- (4) COHN,N., *Some Aspects Of Tie-Line Bias Control On Interconnected Power Systems*, AIEE Systems Engineering Committee, Fev, 1957, p 1415-1436
- (5) SHOULTS,R.R, JAVITA,J.A., *Real Time Power System Control: Issues Related To Variable Nonlinear Tie-Line Frequency Bias For Load Frequency Control*, Control and Dynamic Systems, vol 43, Academic Press, Inc.,1991, p 377-405.
- (6) ONI,B., GRAHAM,H., WALKER,L. *Investigation Of Nonlinear Tie Line Bias Control of Interconnected Power Systems*, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems ,vol PAS-100, Maio, 1980, p 2350 – 2356.
- (7) KENNEDY,T., HOYT,S.M., *Variable Non-Linear Tie-Line Frequency Bias for Interconnected Systems Control*, IEEE Transaction on Power Systems, vol 3, Agosto, 1988..
- (8) BRANDI, E. M., *‘Desempenho Dinâmico e Adaptação de Controles Automáticos de Geração’*, Tese de Mestrado, Instituto Militar de Engenharia, Julho de 1998.