



GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GPL)

**GERENCIAMENTO DAS NECESSIDADES DE RESERVA GIRANTE EM SISTEMAS COM
GERAÇÃO BASEADA EM TURBINAS A GÁS E/OU UNIDADES DE CICLO COMBINADO**

Rodolfo J. Koessler / James W. Feltes / Johnny R. Willis

Claudio S. Fonseca* / Arthur C. A. Pinheiro

PTI POWER TECHNOLOGIES, INC.

MARTE ENGENHARIA LTDA.

RESUMO

Este artigo descreve uma metodologia para gerenciamento de reservas girantes envolvendo, por um lado, a determinação das exigências de reserva do sistema, e, no outro, a determinação da disponibilidade de tais reservas a qualquer condição de despacho. São mantidos três tipos de reservas:

- Reservas primárias
- Reservas secundárias
- Reservas de 10 minutos

As capacidades de respostas primária e secundária são determinadas sujeitando-se a unidade a um teste onde a frequência medida é alterada para extrair a resposta do regulador para excursões aceitáveis da frequência. Apresenta-se exemplos de simulações marginalmente de tais respostas para turbinas típicas à vapor, hidráulicas e ciclo combinado. As necessidades de reserva são calculadas a partir de princípios básicos levando-se em conta o despacho da maior unidade, a sensibilidade das cargas à frequência, e, quando aplicável, contribuições esperadas de sistemas vizinhos.

PALAVRAS-CHAVE

Reservas girantes, gerenciamento.

1. INTRODUÇÃO

O controle de frequência é uma preocupação significativa em sistemas de potência de pequeno e médio porte, tendo um grande impacto na sua segurança, bem como nos custos operacionais. Este artigo analisa um dos aspectos do controle de

frequência: o cálculo das reservas girantes necessárias para evitar corte de carga após a perda de grandes unidades ou de interconexões. Uma metodologia é proposta para o gerenciamento de tal reserva, semelhante a que foi implementada no Reino Unido [1]. O método envolve, por um lado, a determinação de exigências de reserva do sistema, e, por outro, a determinação da disponibilidade de tal reserva a qualquer condição de despacho.

Uma das principais vantagens do método é desacoplar ambos os cálculos, evitando assim a alternativa menos prática que exige a simulação de um número muito grande de casos na tentativa de cobrir todas as potenciais combinações de despacho/carga.

O cálculo das exigências de reserva do sistema é baseado em princípios básicos de engenharia e simples bastante, de forma que pode ser aplicado a qualquer condição operacional.

O cálculo de reservas disponíveis é baseado em resultados de testes de campo apoiado em simulações de validação dos modelos de turbina/regulador. Testar e monitorar todas as unidades de regulação de frequência são uma necessidade para esta metodologia funcionar. O método requer que o sistema mantenha os seguintes tipos de reservas:

- Reservas primárias
- Reservas secundárias
- Reservas de 10 minutos

2. DEFINIÇÃO E CÁLCULO DA CAPACIDADE DE RESPOSTA

2.1 Capacidade de Resposta Primária

Reservas primárias tem por objetivo interromper a queda inicial da frequência que se segue à uma contingência (por exemplo, perda de uma grande unidade ou uma interconexão).

A capacidade de uma unidade para liberar reservas primárias é medida sujeitando artificialmente a unidade a um teste artificial onde a frequência “medida” é da forma como ilustrado na Figura 1.

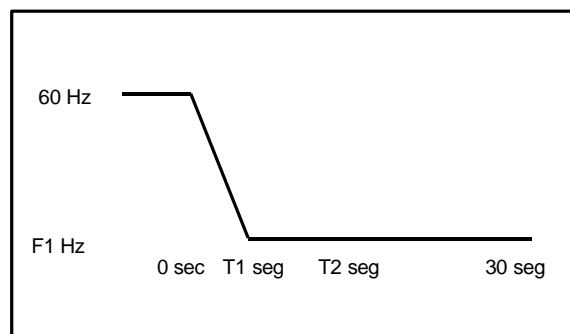


FIGURA 1 - Excursão de Frequência Definida para Cálculo da Resposta Primária

A capacidade de resposta primária é definida como sendo a mudança da potência de saída da unidade em resposta a esta mudança de frequência, medida a T2 segundos e sustentada por mais (30-T2) segundos. Se a potência de saída medida a T2 segundos não é mantida pelo período de 30 segundos, a reserva primária é a menor potência de saída alcançada durante o período de T2 até 30 segundos.

Não se pretende que a curva do sinal de frequência represente a dinâmica atual do sistema. Na realidade é projetado para garantir que a capacidade de resposta derivada esteja disponível para o sistema durante as principais, senão todas, contingências críticas. Os parâmetros da curva do sinal de frequência são selecionados da seguinte maneira:

A frequência F1 significa prover alguma margem para a frequência na qual o corte de carga é iniciado. Por exemplo, se o corte de carga é iniciado a 59,2 Hz, e a frequência regularmente flutua por $\pm 0,1$ Hz, fixar F1 em 59,4 Hz asseguraria uma margem de 0,1 Hz.

O tempo T1 é o resultado de extensivos estudos de simulação dinâmica considerando diversas combinações de carga, despacho, e cenários de reserva girante, projetado para manter uma frequência mínima F1 após saídas de geração ou interconexões. De tais estudos, escolhe-se T1 de forma que a taxa de decaimento da frequência do teste de frequência seja similar àquelas obtidos em simulações com atuação de regulador típico para contingências marginais.

O tempo T2 reconhece que a excursão de frequência atual será de natureza exponencial, assim provendo algum tempo adicional para que reguladores respondam. T2 é determinado de forma iterativa por simulações, tentando com precisão (mas sempre de modo conservador) “prever” o desempenho da frequência por meio de cálculo das reservas necessárias (apresentado a seguir).

A resposta primária deve ser sustentável por (30-T2) segundos de forma a se ter certeza que suficientes reservas estarão disponíveis caso a frequência leve um tempo maior que T2 segundos para alcançar seu mínimo.

A capacidade de resposta de uma unidade se altera em função do nível de carga, e, no caso de unidades de ciclo combinado ou de turbina de gás, também é função da temperatura ambiente.

A sensibilidade ao nível de carga é levada em consideração executando-se os testes descritos para uma variedade de níveis de geração da máquina. Para limitar a duração dos testes para níveis razoáveis, a capacidade de resposta a níveis intermediários de carga é interpolada através de resultados obtidos com um modelo de simulação adequadamente validado. A simulação também permite que outros efeitos, que não podem ser medidos em testes de campo, sejam levados em conta. Estes incluem o efeito da velocidade na saída do compressor da turbina de combustão (TC) e os efeitos resultantes sobre temperatura e potência.

A sensibilidade à temperaturas ambientes é determinada com base em informações/testes de fabricantes, e validado através do monitoramento do desempenho da planta durante eventos de subfrequência no sistema.

2.2 Capacidade de Resposta Secundária

Reservas secundárias tem por objetivo trazer rapidamente (sem ação de operador ou de AGC) as frequências para níveis aceitáveis quando da saída de unidades, isto é., frequências para as quais é esperado que a maioria das unidades geradoras possa operar indefinidamente. Estas devem ser altas bastante para, razoavelmente, superar saídas adicionais de unidades, se elas acontecerem no breve período até que a frequência seja restabelecida por ação de AGC.

A capacidade de uma unidade de liberar reservas secundárias é medida estendendo-se o teste de reserva primária como mostrado na Figura 2.

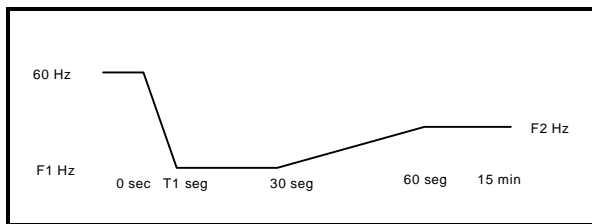


FIGURA 2 - Teste de Resposta Secundária

A capacidade de resposta secundária é determinada pela mais baixa resposta do regulador ao longo do período entre 30 segundos e 15 minutos, e é prevista para trazer a frequência para F2 Hz, 1 minuto após a contingência, e mantê-la até que a ação do AGC/operador restabeleça a frequência nominal.

A seleção de F2 é um pouco arbitrária. Em um sistema de 60 Hz, uma turbina a vapor típica pode operar indefinidamente a frequências de 59,4 Hz ou mais altas. Somando-se a esta uma margem de 0,2 Hz para levar em conta um fator de segurança, como também excursões de frequência devido a pré-contingências, chega-se a uma fronteira mínima de 59,6 Hz para F2. O uso de valores mais altos é um compromisso entre o desejo de restabelecer frequências mais próximas possível da nominal e o reconhecimento do fato que a resposta secundária de uma unidade não pode exceder:

$$\frac{(\text{Nominal} - F2)}{60 \text{ Hz} \times \Delta f (\text{pu})} = \text{resposta secundária máxima}$$

Δf - queda da frequência

Como no caso da Resposta Primária, a Resposta Secundária é sensível ao nível de carga e temperaturas ambientes. Uma combinação de testes reais da turbina para diferentes saídas com a simulação com modelos validados permite determinar a sensibilidade da capacidade de resposta secundária em função da carga. Os resultados dos testes dados/desempenho feitos pelo fabricante permitem determinar a sensibilidade à temperaturas ambientes.

2.3 Reservas de Dez minutos

O NERC (North American Reliability Council) propôs diretrizes que definem a “tendência aceitável do ECA - Erro de Controle de Área”. Para operação normal, estas diretrizes encorajam cada área a retornar o ECA para zero pelo menos a cada dez minutos. As reservas de 10 minutos permitiriam satisfazer as recomendações do NERC tendo-se certeza que a área compensa a perda de uma unidade principal, com suas próprias reservas, dentro daquele período de tempo.

Estas exigências de reservas girantes são diretas. A reserva de 10 minutos tem que ser igual à saída da maior unidade (ou o fluxo pré-contingência numa

interconexão), não considerando a reserva presente naquela unidade. Se unidades fora de serviço, tais como turbinas de gás, podem ser sincronizadas com segurança e carregadas dentro daquele período de tempo, elas também podem ser computados para cumprir a exigência de reserva de 10 minutos.

Testes de desempenho devem ser realizados para garantir a capacidade das máquinas em operação ou fora, em atender as exigências da reserva de 10 minutos.

3. EXIGÊNCIA DE RESERVAS

Para que esse método seja prático, o cálculo de exigências de reserva deve ser tão simples quanto possível. Por exemplo, em uma ilha elétrica (nenhuma conexão com sistemas vizinhos), e ignorando o efeito da dependência das cargas com a frequência, as exigências de reserva são:

3.1 Reservas Primárias

- Despacho da Maior Unidade **XXX MW**
- Menos Sensibilidade das Cargas com a Frequência :

$$(\text{Carga do Sistema}) \times \frac{(\partial \text{Carga})}{(\partial \text{Frequência})} \times \left(\frac{60 - F1}{60} \right) \quad \text{YYY MW}$$

$$\text{Exigências de Reserva Primária} = \quad \text{ZZZ MW}$$

onde $\frac{(\partial \text{Carga})}{(\partial \text{Frequência})}$ é o p.u. da variação da carga por p.u. de variação de frequência.

3.2 Reservas Secundárias

- Despacho da Maior Unidade **XXX MW**
- Menos Sensibilidade das Cargas com a Frequência :

$$(\text{Carga do Sistema}) \times \frac{(\partial \text{Carga})}{(\partial \text{Frequência})} \times \left(\frac{60 - F2}{60} \right) \quad \text{SSS MW}$$

$$\text{Exigências de Reserva Secundária} = \quad \text{TTT MW}$$

3.3 Reservas de 10-Minutos

- Despacho da Maior Unidade/Tie **XXX MW**

$$\text{Exigências de Reservas de 10-Minutos} = \quad \text{XXX MW}$$

3.4 Exemplo

Como ilustração adicional da influência das reservas primária e secundária no desempenho da frequência, a Figura 3 apresenta exemplos de reservas adequadas e inadequadas. Reservas primárias insuficientes são

caracterizadas pela violação do patamar mínimo (F1) da frequência. Reservas secundárias inadequadas conduzem a uma recuperação excessivamente lenta da frequência para atingir o nível F2 desejado.

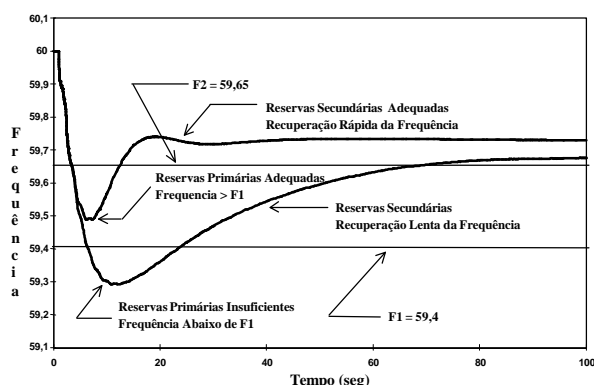


FIGURA 3 - Exemplos de Reservas Primárias e Secundárias Adequadas e Inadequadas

4. ALOCAÇÃO DE RESERVAS GIRANTES

Tendo determinado as exigências de reservas girantes, e a capacidade das unidades geradoras de proverem essas reservas, o passo final constitui na distribuição dessas reservas entre as unidades candidatas. Esta distribuição tem que levar em conta não só a capacidade de resposta das unidades, mas também o impacto econômico do seu re-despacho para propósitos de reserva. Por exemplo, turbinas de combustão podem ser excelentes fontes de reservas primárias, mas o custo de as operar abaixo da base pode ser muito alto. Por outro lado, unidades hidráulicas incorrem em custos de re-despacho muito mais baixos, mas sua “capacidade” de resposta primária pode ser pequena.

Um modo de tratar estes objetivos contraditórios é modificar modelos de otimização (como programas de despacho econômico ou programas de fluxo de potência ótimo) para reconhecer como restrições os requisitos de reserva primária, secundária e de 10-minutos. A contribuição de cada unidade para tais restrições seria dada por funções lineares tipo “piecewise” (ou outras) como a mostrada na Figura 4.

Como sugerido pelos Cálculos de Reserva no item 4, as restrições seriam variáveis, visto que elas dependeriam do despacho da unidade (ou do fluxo de intercâmbio) cuja saída está sendo considerada. Essas três restrições (Primária, Secundária, 10-Minutos), teriam que ser consideradas para cada contingência de unidade/interconexão crítica.

A aplicação desta metodologia não é limitada a sistemas que empregam despacho econômico, mas também pode ser aplicada a sistemas onde forças de mercado determinem o despacho de geração. Nestes

casos, a metodologia discutida apresenta meios de quantificar o total requerido de reservas e poderia formar a base da metodologia para comprar tal reserva no mercado de geração.



FIGURA 4 - Resposta = Função F(saída da unidade) para Cálculos de Despacho Econômico

5. EXEMPLOS DE CAPACIDADE DE RESPOSTA PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA

Nesta seção são comparadas as capacidades de resposta de vários tipos de geração. Todos os reguladores foram excitados com a excursão de frequência definida nos itens 3.1 e 3.2. F1 e F2 foram assumidos igual para 59,2 e 59,7 Hz, respectivamente, enquanto T1 e T2 foram assumidos igual a 7 e 10 segundos. Em todos os casos foi assumida uma queda de 4% em regime permanente e um despacho inicial de 75% do nominal. A resposta secundária é então limitada aproximadamente a um máximo de:

$$\frac{100 \times (60\text{Hz} - 59,7\text{Hz})}{0,04 \times 60} = 12,5\% \text{ da potência nominal}$$

5.1 Exemplo de Unidade Hidráulica

A resposta primária de unidades hidráulicas é tipicamente limitada pela coluna de água que é caracterizada pela constante de tempo da água T_w [2]. Respostas mais rápidas são normalmente obtidas às custas do laço de estabilidade do regulador, particularmente em de condições isoladas. Assim, é provável que direcionando os reguladores hidráulicos para resposta primária exista um compromisso entre resposta e estabilidade.

A turbina hidráulica da Figura 5, por exemplo, consegue fornecer uma resposta primária significativa de 15%, mas leva a instabilidade quando operando de forma isolada. Para plantas remotamente localizadas, porém, esta pode não ser uma preocupação significativa. A figura também confirma que unidades hidráulicas são excelentes fontes de reservas secundárias, as quais só são limitadas pela queda de 4% do regulador. Isto, junto com o fato que frequentemente nenhuma penalidade principal em eficiência é aplicada quando unidades hidráulicas operam parcialmente carregadas, faz com que a

geração hidráulica seja uma escolha comum para reservas girantes.

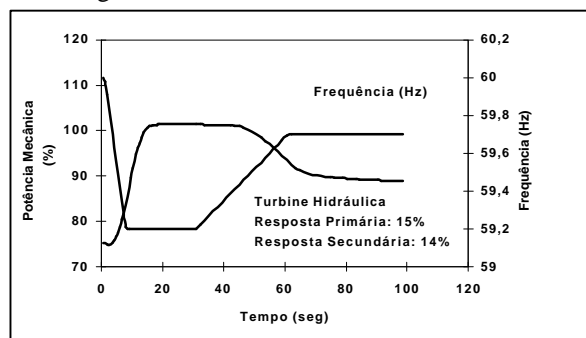


FIGURA 5 - Exemplo de Resposta de Unidade Hidráulica

5.2 Exemplo de Turbina de Combustão

Como sugerido através de Figura 6, a rápida resposta de turbinas de combustão faz com que sejam excelentes fontes de reservas primárias e secundárias. O uso delas como reservas girantes, porém, é impedido pela significativa penalidade de eficiência que é incorrida operando em níveis inferiores a carga básica. Em sistemas sem escolhas melhores, porém, elas são usadas para este fim. Mais adiante, fazendo uso da capacidade de curto prazo de sobretemperatura, até mesmo unidades plenamente carregadas podem ainda fornecer alguns níveis de reserva primária e secundária.

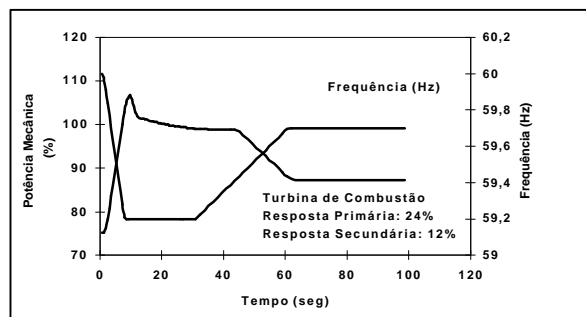


FIGURA 6 - Resposta de Turbina de Combustão (Ciclo Aberto)

5.3 Exemplo de Ciclo Combinado

5.3.1 Turbina de Combustão (Ciclo Combinado)

Plantas de ciclo combinado são compostas de uma ou mais turbinas de combustão cujos fluxos de exaustão alimentam um gerador de vapor de recuperação de calor (HRSG – “Heat Recovery Steam Generator”), o qual fornece vapor para uma turbina a vapor. Turbinas de ciclo combinado são tipicamente fornecidas com controles do tipo “Variable Inlet Guide Vane” (VIGV). Durante operação “com carga reduzida, o controle VIGV restringe o fluxo de ar para manter altas temperaturas de exaustão. Temperaturas altas, em

troca, conduzem a maiores eficiências em turbinas a combustão e a vapor.

A comparação da resposta de turbinas de ciclo combinado (Figura 7) versus ciclo aberto (Figura 6) sugere uma resposta primária reduzida para o primeiro tipo, como conseqüência do impacto dos limites de temperatura da turbina em seguida ao aumento do fluxo de combustível. Esta limitação eventualmente é superada abrindo os VIGVs, mas isto pode vir muito tarde, particularmente em casos de sistemas onde frequência decai rapidamente.

Se o provimento das reservas primárias deve ser confiado a turbinas de combustão do tipo ciclo combinado, as seguintes alternativas podem ser consideradas:

- Troca automática para limites de picos de temperatura
- Operação a temperaturas mais baixas
- Ação do regulador para VIGVs do tipo “feed-forward”, ou outro tipo, para acelerar a resposta do guia das pás.

As respostas secundárias também podem ser melhoradas reduzindo-se os níveis de queda do regulador.

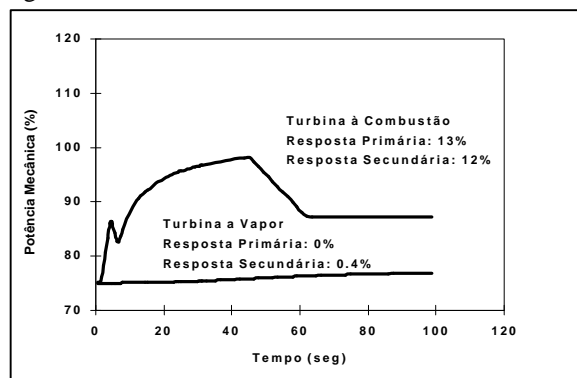


FIGURA 7 - Resposta de Ciclo Combinado

5.3.2 Turbina a Vapor (Ciclo Combinado)

Unidades a vapor em plantas de ciclo combinado são operadas tipicamente em um modo de pressão correção, com válvulas de controle completamente abertas. Sua contribuição para reservas primárias e secundárias é mínima, como indicado na Figura 7, visto que qualquer resposta para redução da frequência é relacionada ao aumento do calor de exaustão das turbinas de combustão e as significantes constantes de tempo do processo de troca de calor [3].

A operação com válvulas de controle de vapor parcialmente fechadas é uma opção a considerar em sistemas onde plantas de ciclo combinado estão gradualmente se tornando a principal fonte de geração.

5.4 Exemplo de Turbina a Vapor

Turbinas a vapor são outra fonte comum de reservas primárias e secundárias devido a sua rápida resposta, e

a operação relativamente eficiente com carga parcial. Em muitos sistemas, entretanto, sua resposta é freqüentemente restringida pela atuação dos limitadores de carga, os quais visando reduzir as tensões nos controles da caldeira, impedem o controle de posição da válvula de aumentar além de um certo nível sobre o nível operacional [4]. Como sugerido na Figura 8, isto pode reduzir significativamente a capacidade de resposta primária e secundária da unidade, particularmente durante operação em carga leve.

O tipo de controle empregado na planta (caldeira convencional seguida, turbina seguida, ou controle coordenado) também afeta a sua capacidade de resposta.

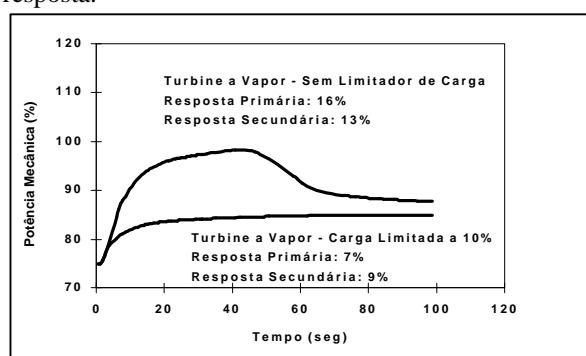


FIGURA 8 - Resposta de Turbina a Vapor - Com e Sem Limitador de Carga

6. CONCLUSÕES

A determinação das necessidades de reserva girantes é normalmente complicada pelo fato que a dinâmica da freqüência é, em grande parte, determinada pela resposta dos reguladores que, por sua vez, são determinadas pelas suas freqüências de entrada. Embora simulações de computador possam modelar com precisão o comportamento deste laço fechado e, assim, prever o desempenho da freqüência, sua aplicação prática para gerenciar reservas girantes é limitada, já que esta aproximação requereria a simulação um número muito grande de casos na tentativa de cobrir todas as possíveis condições de despacho/carga, e todas as contingências críticas.

Alternativamente, a aproximação proposta define um esperado “pior caso” de transitório de freqüência, e determina (por teste ou simulação com modelos validados) a resposta de MW de reguladores para este transitório, definindo a capacidade de resposta de cada unidade para uma determinada perturbação. Então, através de um cálculo em separado e normalmente simples, a aproximação determina quanto de capacidade de resposta agregada é necessária para limitar as excursões de freqüência para dentro do

transitório definido devido a contingências críticas. Esta reserva é então alocada entre dentro as unidades do sistema de acordo com suas capacidades de resposta de reserva girante e considerações econômicas.

Assim, a metodologia proposta desacopla a determinação da capacidade de resposta individual da planta das exigências de reservas globais do sistema, simplificando grandemente o processo de cálculo. Também, através da qualificação inequívoca da capacidade de resposta de cada unidade, ele provê a base para a consideração acurada dos requisitos de reserva girante em cálculos de despacho econômico, e finalmente, para estabelecer um sistema para compensar tais reservas girantes.

A metodologia discutida acima é aplicável para pequenos e médios sistemas onde saídas de geração ou perda de linhas de interconexões causam desvios significativos de freqüência. Sistemas grandes como os dos Estados Unidos não apresentam desvios significativos de freqüência para a perda de até mesmo grandes unidades geradoras. Para estes sistemas, desvios significativos de freqüência requerem a sua separação em ilhas, normalmente como resultado de perturbações de grande escala. Assim, a metodologia precisaria ser ajustada para considerar as diferentes necessidades e interesses destes grandes sistemas. Porém, a necessidade de determinar-se exigências de reserva do sistema e distribuí-las entre unidades disponíveis também é importante para estes grandes sistemas, e a metodologia geral por caracterizar as capacidades de reserva de geração de unidades individuais ainda é aplicável.

7. REFERÊNCIAS

1. “Generating Plant Frequency Control Services,” G.F. Wood e W.W. Hung, IEE Colloquium on “Frequency Control Capability of Generating Plant”, Fevereiro, 1995, Savoy Place, London.
2. "Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies," [WG on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies], *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, Fevereiro 1992.
1. “Dynamic Models for Combined Cycle Plants in Power System Studies,” [WG on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies], *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, Agosto 1994.
4. “Boiler Effects on Steam Turbine Response,” James W. Feltes and Johnny R. Willis, apresentado no 12th CEPSI Conference, Novembro 1998, Bangkok, Thailand.

