



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GOP - 18
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO IX
GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

REMUNERAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA COM BASE NO BENEFÍCIO AGREGADO AO SISTEMA

Carlos Juarez Velasco *	Ricardo B. Prada	Albert C. G. de Melo	Pablo M. Ribeiro
UN. FED. DE JUIZ DE FORA	PUC/RIO	CEPEL	CEPEL

RESUMO

Com o advento da reestruturação do setor elétrico e a segmentação das empresas tradicionais em outras de geração, transmissão e distribuição, ganharam destaque os serviços conhecidos como "serviços ancilares", que passaram a ser vistos como novas oportunidades. Um dos mais importantes é a reserva de geração. Esta reserva é necessária para o controle automático de geração, na regulação da frequência e dos intercâmbios de potência, e para a confiabilidade do sistema elétrico, para fazer frente às contingências. Tornou-se necessário o estabelecimento de estruturas econômicas, onde são estabelecidos os mecanismos para negociação destes serviços, incluindo a remuneração dos agentes geradores e o valor a ser cobrado aos beneficiários. Como a experiência mundial tem mostrado dificuldade no estabelecimento de mercados para a comercialização das reservas, propõe-se uma metodologia para a determinação "ex-post" da remuneração dos agentes fornecedores de reserva de potência operativa com a cobertura dos custos específicos incorridos e do custo de oportunidade decorrente. A remuneração do serviço de reserva operativa depende do benefício por ele agregado ao sistema elétrico. Este benefício, definido como o valor do serviço, é determinado pelo aumento da confiabilidade diária do sistema, devido ao aumento desta reserva. A remuneração é proporcional à probabilidade de perda de carga observada diariamente no sistema elétrico. Cada unidade geradora participante tem a sua remuneração individualizada em função dos seus indicadores de confiabilidade, procurando-se premiar aquelas que tenham melhor desempenho sob este aspecto.

PALAVRAS-CHAVE

Serviços ancilares, reserva de potência operativa, confiabilidade, valor do serviço.

1.0 - INTRODUÇÃO

A reserva operativa é necessária para o controle automático de geração, na regulação da frequência e dos intercâmbios de potência, e para a confiabilidade do sistema elétrico, para fazer frente às contingências. Ao se responsabilizarem por essa reserva, os agentes incorrem em custos consideráveis, que podem ser distribuídos em três grupos principais (1), (2):

- Custos decorrentes de investimentos - em algumas situações pode haver a necessidade de investimentos de capital com seus custos usuais;

- Custos de oportunidade – custo relativo à oportunidade perdida por um agente ao deixar de gerar para manter reservas. Quando um agente é chamado a fornecer reserva, de forma que necessite diminuir a geração de unidades geradoras que de outra forma estariam gerando, ele deixa de obter receita sobre parte de sua capacidade de geração, (inclusive com influência na recuperação do custo fixo);
- Demais custos – custos específicos ou exclusivos do serviço, gerados em função do tipo de reserva fornecido, relacionados principalmente com operação e manutenção. Além disso devem ser considerados os custos de eventuais consumo de combustíveis e aumento de consumo de água em unidades geradoras, custos de consumo de energia, e o custo gerado pela necessidade de se operarem unidades em pontos de operação diferente do de rendimento máximo.

Torna-se importante então que o serviço de reserva operativa seja remunerado e que esta remuneração não só garanta a cobertura dos custos incorridos, como proporcione uma compensação do serviço pelo seu valor, isto é, pelo benefício que ele traz ao sistema, de forma a incentivar a participação de maior número e agentes, o que poderia auxiliar na minimização de custos e preços.

2.0 - MECANISMO DE REMUNERAÇÃO DO SERVIÇO DE RESERVA OPERATIVA

A remuneração de uma unidade geradora i pelo serviço de reserva operativa, em uma certa hora j , será, para uma determinada quantidade de reserva (MW):

$$RE_Res_{ij} = OPT_{ij} + CI_Res_{ij} + RB_Res_{ij} \quad (2.1)$$

onde:

OPT_{ij} - custo de oportunidade da unidade geradora i , na hora j - em \$;

CI_Res_{ij} - custos específicos ou exclusivos incluindo eventuais investimentos, da unidade geradora i , na hora j - em \$.

O termo RB_Res_{ij} (em \$) representa uma parcela do benefício agregado à confiabilidade da operação do sistema pela unidade geradora através do serviço de reservas operativas, traduzido financeiramente, e que pode ser visto como o 'valor do serviço'. Ele constitui a remuneração líquida pelo benefício que o agente trouxe ao sistema.

Os custos específicos ou exclusivos devem ser ressarcidos na sua integridade, devido à sua própria característica, ou seja, de terem ocorrido exclusivamente em função da prestação dos serviços. O custo de oportunidade, por sua vez, será ressarcido através da remuneração do benefício agregado, conforme mostrado a seguir.

Seja:

$$RB_Res_{ij} = BE_R_{ij} - OPT_{ij} \quad (2.2)$$

onde BE_R_{ij} é o valor total da remuneração do benefício agregado por uma certa quantidade de reserva, proporcionada por uma unidade geradora numa dada hora.

Se $BE_R_{ij} \geq OPT_{ij}$, além da cobertura dos custos, a unidade geradora terá um ganho adicional. sendo:

$$RE_Res_{ij} = CI_Res_{ij} + BE_R_{ij} \quad (2.3)$$

Se, pelo contrário, $BE_Res_{ij} \leq OPT_{ij}$, a unidade geradora terá pelo menos seus custos cobertos, sendo:

$$RE_Res_{ij} = OPT_{ij} + CI_Res_{ij} \quad (2.4)$$

Desta forma o valor BE_R_{ij} , pode ser entendido como o 'valor teto' da remuneração do benefício agregado à operação do sistema pelo serviço de reserva operativa, sem considerar o serviço de regulação de frequência (3). Considerando-se que a reserva operativa divide-se em duas parcelas, uma para confiabilidade (contingências) e outra para regulação de frequência, tem-se, usando-se valores unitários:

$$BE_R_{ij} = Be_R_{ij} \cdot Res_{ij} = Be_R_{ij} \cdot (RCf_{ij} + RRG_{ij}) \quad (2.5)$$

onde:

Be_R_{ij} - remuneração unitária da unidade geradora i , pelo benefício proporcionado pela sua reserva operativa, na hora j - em \$/MWh;

Res_{ij} - montante total de reserva operativa fornecido pela unidade geradora i , na hora j - em MWh;

RCf_{ij} - montante de reserva de confiabilidade fornecido pela unidade geradora i , na hora j - em MWh;

RRG_{ij} - valor médio horário da reserva de regulação fornecido pela unidade geradora i , na hora j - em MWh;

3.0 - REMUNERAÇÃO DO BENEFÍCIO AGREGADO PELO SERVIÇO DE RESERVA OPERATIVA

Como a reserva operativa relaciona-se diretamente com a confiabilidade do sistema a curto prazo, a remuneração pelo seu benefício será definida com base no custo unitário da interrupção, C_{int} , e no módulo da variação da LOLP devido ao acréscimo na reserva pela unidade geradora i . A remuneração unitária deste benefício, para uma unidade geradora i , em uma hora j será:

$$Be_R_{ij} = C_{int} \cdot \left| LOLP_j^{(2)} - LOLP_j^{(1)} \right|_i = C_{int} \cdot \left| \Delta LOLP_{ij} \right| \quad (3.1)$$

Como em uma determinada hora podem haver diversas unidades fornecendo reserva, existe uma dificuldade em se determinar a variação da LOLP relativa a cada unidade geradora, uma vez que não se tem como “posicionar” a parcela de reserva de uma certa unidade no montante de reserva do sistema. Para cada posição da reserva individual, haverá uma variação da LOLP, que diminui à medida em que a reserva é aumentada, conforme mostrado na FIGURA 1. A definição da remuneração individual de cada unidade geradora, com a certeza de que nenhuma delas seja prejudicada financeiramente, precisa ser tratada cuidadosamente.

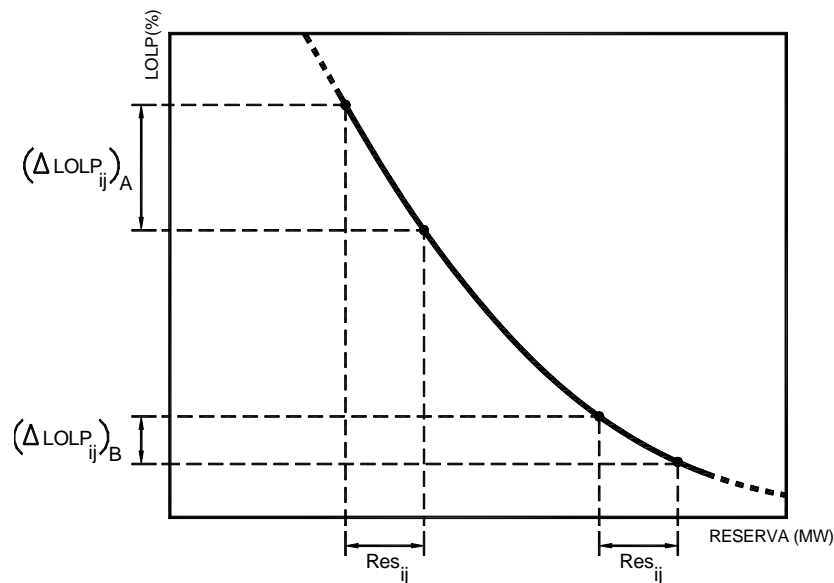


FIGURA 1 – Curva RESERVA x LOLP de um Sistema Elétrico (Parcial)

3.1 Individualização da Remuneração das Unidades Geradoras Fornecedoras de Reservas Operativas

As remunerações individualizadas das unidades geradoras poderão ser definidas em função do desempenho de cada unidade geradora i em relação à confiabilidade do sistema, medida, por exemplo, por meio da suas taxas de falha λ_i e de reparo μ_i . Supondo-se numa determinada hora que a unidade geradora i passa a fornecer reserva operativa ao sistema, pode-se escrever, considerando-se a Equação (3.1):

$$LOLP_j^{(2)} = f(LOLP_j^{(1)}, \lambda_i, \mu_i, Res_j^{(1)}) \quad (3.2)$$

Supondo-se agora que toda a reserva operativa seja constituída por unidades geradoras idênticas à unidade i , de capacidade nominal CN_i que vão sendo sucessivamente adicionadas como reserva, ter-se-á, na k -ésima adição:

$$LOLP_j^{(k)} = f[LOLP_j^{(k-1)}, \lambda_i, \mu_i, (k.CN_i)] \quad k = 1, 2, 3, \dots \quad (3.3)$$

Como λ_i e μ_i são constantes e considerando-se a recursividade observada na Equação (3.3) vem:

$$LOLP_j^{(k)} = f(k.CN_i) = f(Res_j), \quad k = 1, 2, 3, \dots \quad (3.4)$$

Procedendo-se desta forma para diversas unidades geradoras com diferentes valores de taxas de falha e reparo, obtêm-se as curvas RESERVA x LOLP vistas na FIGURA 2. Deve-se partir de um valor inicial para a reserva, por exemplo $Res_j^{(0)} = 0$, para uma determinado configuração do sistema (parque gerador).

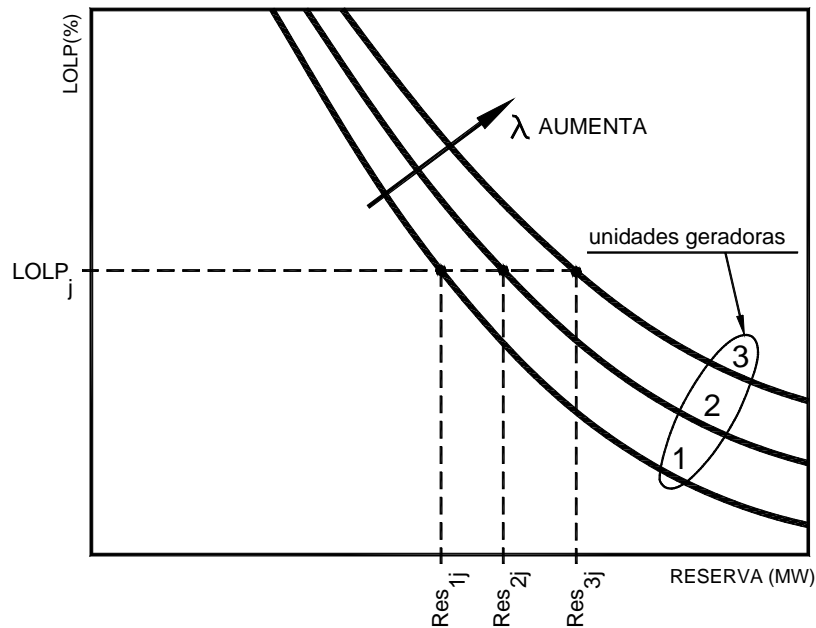


FIGURA 2 – Curvas RESERVA x LOLP - Reserva Fornecida por Várias Unidades Geradoras

Conclui-se que, à medida que a taxa de falha das unidades geradoras aumenta, a variação conseguida na LOLP diminui, para uma mesma quantidade de reserva. A inclinação da curva de cada unidade é então capaz de individualizar e avaliar o seu desempenho no que diz respeito à confiabilidade de curto prazo e a sua remuneração pela reserva operativa fornecida.

A diferença vista na Equação (3.1), que define a remuneração unitária do benefício proporcionado pela reserva operativa, $|LOLP_j^{(2)} - LOLP_j^{(1)}|$, representa uma aproximação da derivada da LOLP em relação a um incremento (unitário) na reserva operativa. Assim, o valor da derivada ou da taxa de variação instantânea da LOLP em relação à reserva, pode ser utilizado para a definição desta remuneração, tornando-se um parâmetro até mais indicado

para tal. As vantagens da sua utilização são que ele pode ser obtido diretamente das curvas RESERVA x LOLP de cada unidade geradora e independe dos montantes de reserva, sendo um valor adimensional que representa a inclinação destas curvas para qualquer valor de LOLP. Esta será denominada “benefício incremental da reserva operativa”. da unidade geradora i . Com isto podem ser obtidas curvas que relacionam a reserva com a taxa de variação instantânea para cada unidade, mostradas na FIGURA 3. Com os valores observados diariamente para a LOLP, podem ser então conhecidos os benefícios que cada unidade pode proporcionar à confiabilidade do sistema.

$$BI_Res_{ij} = \left| \frac{dLOLP_{ij}}{dRes_{ij}} \right| \quad (3.5)$$

Assim a remuneração unitária horária dada pela Equação (3.1) será rescrita como:

$$Be_R_{ij} = C_{int} \cdot BI_Res_{ij} = C_{int} \cdot \left| \frac{dLOLP_{ij}}{dRes_{ij}} \right|_{Res_{ij}} \quad (3-6)$$

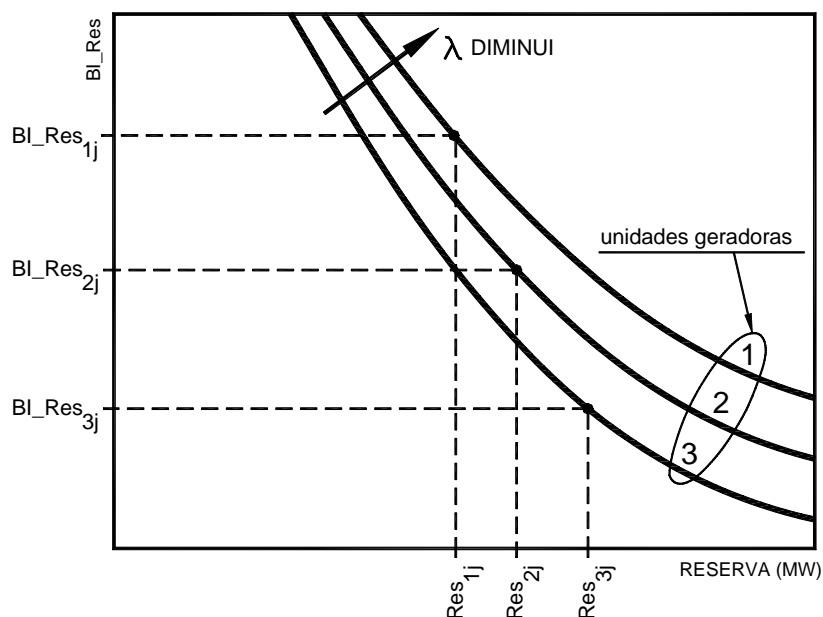


FIGURA 3 – Curvas RESERVA x BI_Res

Serão determinadas apenas três valores de remuneração a cada dia, considerando-se três patamares de carga (leve, média e pesada), as quais serão aplicadas às horas pertencentes a cada patamar. Este procedimento tem como objetivo diminuir o esforço computacional e se justifica pela observação de que as diferenças entre as remunerações horárias entre horas de um mesmo patamar são muito pequenas.

4.0 - ESTUDO DE CASO – CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO DO BENEFÍCIO HORÁRIO POR PATAMARES

A metodologia proposta para este cálculo foi aplicada para o Sistema Interligado Nacional, considerando-se apenas as áreas sul e sudeste (incluindo centro-oeste), utilizando-se dados reais de carga e geração. Foi calculada uma série de valores da remuneração para as reservas operativas, referentes a um período de 10 dias, entre 17/11/2003 e 26/11/2003, supondo-se, para simplificar, uma única configuração de geração em cada dia. Os valores observados da LOLP neste período são mostrados na **Erro! A origem da referência não foi encontrada..** Estes valores, bem como aqueles utilizados para se montarem as curvas RESERVA x LOLP foram obtidos por meio da ferramenta computacional CONFINT, desenvolvida pelo CEPEL (4), (5). Como o objetivo era o cálculo de índices de confiabilidade de curto prazo, optou-se por utilizar a opção de curto prazo disponibilizada por esta ferramenta, e que não considera séries históricas hidrológicas ou cronogramas de manutenção.

TABELA 1 – Valores Observados da LOLP

PATAMAR/DIA	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7	Dia 8	Dia 9	Dia 10
PESADA	0,9521	1,5564	1,9310	2,0657	1,2377	0,0517	0,0415	2,4141	6,6935	13,2087
MÉDIA	0,0482	0,0277	0,2291	0,4127	0,0412	0,0274	0,0274	0,3391	1,3090	5,8373
LEVE	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274	0,0274

Este estudo foi desenvolvido para duas unidades geradoras de 200MW, uma hidráulica, com taxa de falha de **0,00150 ocorrência/hora** e uma térmica (óleo ou carvão), com taxa de falha de **0,00389 ocorrência/hora**, ambas localizadas na área Sudeste. As remunerações unitárias, em R\$/MWh, são apresentadas na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** e na **Erro! A origem da referência não foi encontrada..** A taxa de câmbio utilizada foi de R\$3,00/US\$ e o valor de custo de interrupção unitário é de US\$1.540,00/MWh.

TABELA 2 - Remunerações Horárias por Patamar de Carga - Unidade Hidráulica - em R\$/MWh

PATAMAR/DIA	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7	Dia 8	Dia 9	Dia 10
PESADA	9,29	14,23	17,08	18,11	12,70	0,67	2,67	20,60	45,98	76,22
MÉDIA	2,68	2,67	2,67	4,04	3,12	2,78	0,39	3,34	12,18	41,45
LEVE	0,55	0,40	0,38	0,39	0,46	0,51	0,39	0,46	0,38	0,40

TABELA 3 - Remunerações Horárias por Patamar de Carga - Unidade Térmica - em R\$/MWh

PATAMAR/DIA	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7	Dia 8	Dia 9	Dia 10
PESADA	6,36	10,20	12,57	13,44	9,45	0,93	0,36	15,53	36,71	62,94
MÉDIA	1,02	0,39	1,64	2,70	0,85	0,82	0,36	2,21	8,57	32,91
LEVE	0,73	0,38	0,33	0,36	0,95	0,82	0,36	0,51	0,34	0,37

4.1 Comentários dos Resultados Obtidos

No estudo de caso desenvolvido, o valor médio global ponderado encontrado no mês estudado¹, para a remuneração do benefício proporcionado pelas reservas para confiabilidade foi de R\$6,90/MWh. Para a unidade geradora hidráulica, o valor médio obtido foi de R\$7,60/MWh e para a unidade térmica, foi de R\$6,20/MWh, conforme visto na **Erro! A origem da referência não foi encontrada..** A diferença se deve à menor taxa de falhas da unidade hidráulica.

TABELA 4 – Remunerações Médias (30 dias) - em R\$/MWh

CARGA/UNIDADE	TÉRMICA	HIDRÁULICA
PESADA	20,56	25,23
MÉDIA	4,82	6,02
LEVE	0,55	0,44
MÉDIAS	6,20	7,60

A título de comparação, na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** são mostrados os custos dos dois serviços ancilares em estudo, compostos pelos custos de investimento e pelos custos específicos dos serviços, em diversas empresas elétricas americanas.

¹ Deve ser notado que houve a simulação de alguns episódios de alta probabilidade de perda de carga em curto prazo, o que certamente provocou a elevação destes valores.

TABELA 5 – Custos das Reservas de Confiabilidade e da Regulação de Frequência R\$/MWh

COMPANHIA	RESERVA PARA CONFIABILIDADE	REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA
American Electric Power	0,70	1,40
Commonwealth Edison	1,30	0,50
Consumers Power	3,00	3,10
Detroit Edison	3,40	3,00
Duke Power	1,00	0,50
General Public Utilities	3,50	0,50
Illinois Power	0,70	1,10
Northeast Utilities	5,20	1,50
Northern States Power	0,60	0,60
PacifiCorp	4,80	0,80
Pacific Gas & Electric	1,90	1,00
Southern California Edison	4,80	1,00

Fonte: [Kirby, 1996]

Como pode ser notado na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, estes custos variam muito de empresa para empresa, não tendo sido analisados pelos autores do trabalho (6) os motivos de tal variação.

Comparando-se os valores das duas tabelas, pode-se considerar que as remunerações aqui determinadas são coerentes com os custos já experimentados em outros sistemas, não obstante as grandes diferenças vistas, não só entre os valores relacionados na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, como também entre todos outros valores de custos, a que se conseguiu acesso.

Na hipótese de que não haja custo de oportunidade e de que os custos específicos incorridos possam ser desprezados, como seria o caso de uma unidade hidráulica não despachada ou parcialmente despachada, o impacto financeiro do pagamento por estas reservas sobre a carga seria muito pequeno. Para os valores de LOLP observados, que podem ser considerados como aceitáveis, as remunerações das reservas representariam para a carga um impacto médio aproximado de R\$0,00024/kWh (**0,024** centavos de R\$ por kWh de energia consumida), considerando-se a necessidade de reservas para confiabilidade como de 3,5% da demanda do sistema.

Em um cenário muito desfavorável, quando a reserva é provida apenas por usinas hidráulicas novas, com alto custo de oportunidade, aproximadamente R\$112,00/MWh, o impacto sobre a carga passaria a ser de R\$0,00422/kWh (0,422 centavos de R\$/kWh). Mesmo incluindo os custos adicionais específicos do serviço, este valor é muito inferior ao encargo de capacidade emergencial praticado atualmente no sistema elétrico brasileiro, em torno de R\$0,010/kWh (1,00 centavo de R\$/kWh). Isto representa um indicador favorável à uma política de remuneração das reservas operativas, pela modicidade das remunerações verificadas e pelo seu baixo impacto financeiro sobre o custo da energia elétrica para os consumidores.

5.0 - CONCLUSÕES

A metodologia desenvolvida para a remuneração do benefício agregado ao sistema pelas reservas operativas tem como filosofia a remuneração de cada unidade geradora participante, diferenciada pelo incremento que ela é capaz de proporcionar à confiabilidade de curto prazo do sistema elétrico. Assim, as remunerações obtidas têm como base a característica individual de confiabilidade de cada unidade, além de considerar o desempenho do sistema elétrico, quanto à sua probabilidade de perda de carga. Elas são inversamente proporcionais à taxa de falha das unidades e diretamente proporcionais a LOLP do sistema. Assim, ao mesmo tempo em que se incentiva as usinas a otimizarem os seus procedimentos de manutenção, aumentando a sua confiabilidade e a do sistema como um todo, cria-se um mecanismo de oferta e demanda dos serviços capaz de conseguir incentivar a expansão da geração através das ofertas de reserva operativa. Os procedimentos e algoritmos desenvolvidos foram testados por meio de um estudo de caso envolvendo dados reais de carga e geração do sistema elétrico brasileiro, e os resultados obtidos mostram que é possível a remuneração das reservas operativas, com a recuperação do custo de oportunidade e demais custos incorridos, inclusive no sistema elétrico brasileiro, sem onerar de forma considerável os consumidores.

Na verdade, no momento atual, as remunerações aos agentes prestadores do serviço de reserva estão embutidas nas remunerações por fornecimento de energia, o que contraria os fundamentos básicos do modelo econômico.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Silva, E. L. da, 1999, "Estrutura de Custos Associada ao Provimento dos Serviços Ancilares", Relatório nº 2, Projeto ONS/UFSC - Administração dos Serviços Ancilares para o Sistema Elétrico Brasileiro, Florianópolis, SC, Brasil.
- (2) Silva, E. L. da, 2001, "Formação de Preços e Mercados de Energia Elétrica", Editora Sagra Luzzatto.
- (3) Velasco, C., J., 2004, "Metodologia para o Cálculo do Valor do Serviço e da Remuneração dos Agentes Fornecedores de Reservas Operativas", 2004, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC, Rio de Janeiro.
- (4) CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 1999, Modelo CONFINT – Especificação Funcional, Rio de Janeiro.
- (5) CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2002, Programa CONFINT - Programa para Análise de Confiabilidade de Sistemas Hidrotermoelétricos Interligados, Manual do Usuário, Rio de Janeiro.
- (6) Kirby, B., Hirst, E., 1996, "Ancillary-Service Costs for 12 US Electric Utilities", ORNL/CON-427, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, EUA.

7.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) Stoft, S., 2002, "Power System Economics – Designing Markets for Electricity", IEEE/Wiley, ISBN 0-471-15040-1.
- (2) Billington, R., Allen, R. N., 1988, "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer Press.
- (3) Billington, R., Allen, R., N., 1996, "Reliability Evaluation of Power Systems", second edition, Longman/Plenum Press.
- (4) Melo, A. C. G., 1986, "Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração através do Método da Frequência e Duração", Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.
- (5) Melo, A. C. G., 1990, "Avaliação de Índices de Frequência e Duração no Cálculo da Confiabilidade Composta de Sistemas de Geração e Transmissão de Grande Porte", Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.
- (6) Prada, J. F., 1999, "The Value of Reliability in Power Systems - Pricing Operating Reserves", Massachusetts Institute of Technology, MIT EL 99-05 WP, EUA.
- (7) Machado, J. T. P., Falcão, D., Oliveira, A. M., Schilling, M. T., 2001, "Tarifação da Confiabilidade", XVI SNPTEE, Grupo IV, artigo GAT-003, Campinas, SP, Brasil.
- (8) Marcato, A. L. M., 1998, "Avaliação dos Requisitos e Comercialização de Reserva de Potência em Sistemas Competitivos", Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.
- (9) Rei, A. M., 1998, "Metodologias para Estabelecimento da Reserva Operativa de Geração em Sistemas de Potência", Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.
- (10) Stoft, S., 2003, "The Demand for Operating Reserves: Key to Price Spikes and Investment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, pp. 470-477.
- (11) Chattopadhyay, D., Baldick, R., 2002, "Unit Commitment With Probabilistic Reserve," Proceedings of 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, NY, pp. 280–285.
- (12) Gonçalves, A. A., 2000, "Cálculo da Reserva Operativa Girante do Sistema Elétrico Brasileiro", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Brasil.
- (13) Gooi, H. B., Mendes, D. P., Bell, K. R. W., Kirschen, D. S., 1999, "Optimal Scheduling of Spinning Reserve", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, pp. 1485-1492.