



GRUPO IX
OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GOP)

CÁLCULO DA RESERVA GIRANTE EM AMBIENTE COMPETITIVO

A. A. Gonçalves *
Eletrobrás

E. C. Bezerra
Eletrobrás

J. C. F da Luz
ONS

M. Th. Schilling
Eletrobrás / UFF

M. B. Do Coutto Filho
UFF

RESUMO: Este trabalho visa descrever os métodos usados no cálculo da reserva de potência dos sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Além da descrição das metodologias adotadas, é feita uma simulação de cálculo para todo o sistema interligado, devido ao início de operação da Interligação Norte/Sul, utilizando uma metodologia única. Finalmente são apresentados os critérios adotados e valores obtidos na alocação da reserva.

PALAVRAS-CHAVE: reserva de potência, sistemas de geração, sistema interligado, metodologias determinística e probabilística.

1.0 – INTRODUÇÃO

A necessidade do cálculo da *Reserva de Potência Operativa* visa um atendimento satisfatório de consumidores de energia elétrica, suprimindo eventuais perdas de geração e variações de carga. A primeira metodologia adotada no Brasil foi baseada em conceitos determinísticos, sendo adotada para os sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Em meados de 1983 foi apresentada uma nova metodologia, agregando conceitos probabilísticos ao cálculo da reserva global do sistema, e mantendo conceitos determinísticos no rateio deste valor entre as empresas participantes do sistema. Esta metodologia, de característica híbrida, foi então adotada em 1985 para o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, não tendo a mesma sido aplicada no sistema Norte/Nordeste, o qual ainda utiliza a metodologia anterior.

O parque gerador instalado, que em períodos anteriores excedia os valores previstos de demanda, apresenta hoje grandes limitações, o que intensifica a importância da metodologia adotada. Além de sua importância, faz-se necessária a possibilidade de controle e verificação da segurança do sistema, isto é, um acompanhamento dos riscos incorridos na sua operação.

As metodologias aqui descritas se referem ao nível hierárquico um [4] devido às características do sistema de transmissão não serem consideradas, isto é, o sistema apresenta uma capacidade de transmissão de 100% da energia a ele entregue, sem perdas, sobrecargas ou deterioração dos níveis de tensão, e principalmente apresentando uma operação 100% confiável enquanto houver geração suficiente para o atendimento satisfatório da demanda, considerando inclusive excedentes de geração em situações de emergência. Nesta fase torna-se necessária uma caracterização quanto aos tipos de reserva de geração existentes que podem ser caracterizadas como reserva estática (transformação ou transmissão) ou reserva operativa de geração, podendo ser girante ou não-girante. Ao longo do trabalho são apresentadas descrições de cada uma das metodologias citadas

2.0- METODOLOGIA DETERMINÍSTICA

Métodos determinísticos são em geral bastante simples, não envolvendo a utilização de modelos matemáticos complexos. A sua aplicação determina um caráter altamente conservativo, podendo fornecer na prática uma disponibilização excessiva de recursos, representando um grande desperdício.

Este excedente de geração foi então caracterizado como *Reserva de Potência Operativa (RPO)*, sendo adotado então um método de conceito determinístico até o ano de 1985. Este método, baseado na experiência da operação dos sistemas, possibilitou a determinação de uma nova composição da reserva, conforme os vários tipos de regulação existentes. Esta nova composição consiste na determinação de três parcelas, identificadas como *parcela Primária (R1)*, *parcela Secundária (R2)* e *parcela Terciária (R3)*. Além destas três parcelas, existe uma quarta parcela identificada como *reserva Quarternária* ou *Complementar*. A identificação desta última não adota nenhum critério específico de cálculo para sua

determinação, sendo composta por Cargas Interruptíveis, Geração Térmica Excedente, Cargas de Bombeamento, etc.

A determinação destas três primeiras parcelas, conforme abaixo descritas, é feita a partir de valores percentuais obtidos através de estudos estatísticos, tendo como subsídios dados históricos da operação do sistema elétrico.

2.1– Reserva primária (R1): Esta parcela representa o atendimento à regulação primária, responsável pela recuperação do equilíbrio da frequência do sistema próximo a valores nominais. Isto é feito através dos reguladores de velocidade, responsáveis pelas variações de potência ativa das máquinas conectadas ao sistema, possibilitando às empresas geradoras manter uma parcela de reserva caracterizada como reserva primária. Sua obtenção é feita da seguinte forma:

$$R1_i = 0,01RPG_i \quad (1)$$

sendo:

$$RPG_i = CP_i + FOR_i - REC_i \quad (2)$$

Esta regulação é necessária para o caso de desbalanços entre carga e geração, sendo esta deficiência suprida a partir de parte da energia cinética existente nas massas girantes do sistema. Nesse ponto, a velocidade das máquinas, e conseqüentemente a frequência, serão alteradas dando início à operação dos reguladores de velocidade.

Para o caso de um sistema interligado, onde existem várias unidades geradoras sincronizadas, o tipo de regulador a ser utilizado torna-se muito importante. No caso de utilização de um regulador do tipo isócrona, que tem como característica a recuperação da frequência ao valor nominal adotado, notam-se sérios problemas de instabilidade [2] e impossibilidade de repartição adequada de carga entre as unidades geradoras do sistema. A utilização de Reguladores de Queda de Velocidade em regime permanente supera tais inconvenientes, embora traga um problema adicional que reside na estabilidade do sistema em um valor de velocidade abaixo do especificado, representando com isto um afastamento da frequência nominal.

Neste ponto encerra-se a primeira etapa da fase de regulação com a obtenção de um sistema estável, mas com um valor de frequência diferente da nominal. Na próxima etapa torna-se necessária a correção do valor da frequência para valores nominais, o que é feito através da chamada Regulação Secundária.

2.2 - Reserva secundária (R2): Esta parcela representa o atendimento à regulação secundária, responsável pela recuperação da frequência do sistema

a valores nominais. Esta regulação permite ao controle secundário uma atuação no sentido de manter a frequência do sistema e intercâmbios entre áreas, em valores programados.

Esta parcela deve, basicamente, suprir desvios de previsão de carga, referentes a erros de previsão de carga e desvios de ponta instantânea dentro da demanda horária.

O primeiro dos efeitos representa os erros verificados na comparação entre valores programados e valores verificados de demanda, causados principalmente por fenômenos de ordem transitória não contemplados nas fases de previsão, tais como condições meteorológicas extremas. Vale lembrar que o uso desta parcela não deve ser estendido aos crescimentos não previstos do mercado.

O segundo efeito se refere aos desvios ocorridos frente às diferenças existentes entre valores programados e valores instantâneos verificados. No sistema brasileiro, as previsões de demanda são feitas em bases horárias fornecendo para cada período um valor constante de demanda. Ao longo do período considerado é verificado um comportamento não constante de demanda, apresentando valores instantâneos superiores ou inferiores ao previsto. A diferença entre o valor máximo previsto no dia e o valor instantâneo máximo (ou a diferença entre o valor previsto e instantâneo máximos, independente do período de ocorrência) representa então estes desvios de ponta.

Certamente, a amplitude dos desvios de ponta poderiam ser minimizados com a redução do período utilizado para a previsão de demanda, o que apresentaria valores médios mais próximos dos valores instantâneos verificados. Por outro lado, as atividades de previsão se tornariam mais complexas havendo assim um compromisso a ser assumido entre os critérios a serem adotados.

Sua obtenção é feita da seguinte forma:

$$R2_i = 0.025 * RPG_i + 0.015 * CP_i \quad (3)$$

A primeira sub-parcela (2,5% RPG) tem como objetivo compensar os desvios referentes à ocorrência de ponta instantânea dentro da demanda horária, e a segunda sub-parcela (1,5% CP) tem o objetivo de compensar os desvios referentes a erros de previsão de carga.

2.3 – Reserva terciária (R3): Esta parcela representa o atendimento à regulação terciária, responsável pela recuperação da frequência do sistema a valores nominais após a perda de unidades geradoras.

O valor desta parcela não foi determinado com base em um valor percentual, mas sim segundo a capacidade de geração da maior máquina do sistema. Portanto, define-se que a parcela terciária global de

reserva é representada segundo a capacidade da maior máquina do sistema, e que a parcela referente a cada empresa é obtida proporcionalmente através da parcela terciária global em relação ao valor da maior máquina da empresa e respectiva responsabilidade própria de geração. Desta forma tem-se:

$$R3_{sist} = MM_s \quad (4)$$

$$R3_i = \frac{MM_i RPG_i}{\sum_{j=1}^n (MM_j RPG_j)} R3_{sist} \quad (5)$$

2.4 – Reserva quaternária (R4): O objetivo desta parcela reside em prover o sistema de uma reserva dedicada a suprir perdas de blocos de geração, e/ou outras emergências não previstas. Fazem parte desta reserva:

- Alteração da manutenção de máquinas do sistema;
- Cargas de bombeamento;
- Cargas interruptíveis;
- Geração hidráulica ou térmica a carvão excedente;
- Geração térmica à óleo combustível.

2.5 – Caso exemplo: Sejam três empresas de energia elétrica, A, B e C, com as características conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1- Caso teste

Emp.	U.G.	Pot. (MW)	Receb. (MW)	Forn. (MW)	Carga (MW)
A	1	10	-	100	10
	2	20			
	3	40			
	4	50			
	5	50			
B	1	25	20	-	90
	2	25			
	3	35			
C	1	30	80	-	100

Aplicando as fórmulas de cada parcela, obtém-se as seguintes valores, como na Tabela 2:

Tabela 2- Resultados

Emp.	RPG (MW)	R1 (MW)	R2 (MW)	R3 (MW)	Global (MW)
A	110	1,1	2,9	32,16	36,16
B	70	0,7	2,1	14,33	18,13
C	20	0,2	2,0	3,51	5,71
Sist.	200	2,0	8,0	50	60

3.0- METODOLOGIA PROBABILÍSTICA ATUAL

A adoção desta metodologia tem relação direta com a entrada em operação da usina de Itaipú. Sua capacidade nominal de geração (cada máquina) de 700

MW, representaria a maior máquina do sistema S/SE/CO (superando os 418 MW da Usina Governador Bento Munhoz, da COPEL), impondo novos valores para a parcela R3 (aproximadamente 48% maior) e consequentemente um novo valor para reserva total calculada para o sistema.

Desta forma, em 1985 foram apresentados e adotados novos procedimentos de cálculo da reserva de potência global de forma probabilística, sendo mantidos os procedimentos de rateio de forma a atender às necessidades de alocação da reserva entre áreas de controle responsáveis pela operação do CAG. A manutenção deste procedimento determinístico de rateio associado à nova metodologia probabilística resultou numa metodologia de caráter híbrido.

Para o desenvolvimento desta metodologia híbrida tornou-se de fundamental importância a alteração de parte da metodologia de rateio, a qual sofreu a alteração apenas na forma de obtenção da parcela R3, com a substituição da maior máquina do sistema. O artifício utilizado no atendimento destas necessidades representou a criação de uma nova entidade chamada de “*maior máquina probabilística do sistema*”.

Desta forma foram mantidos os procedimentos de obtenção das parcelas R1 e R2, e a parcela R3 passou a ser obtida através da diferença entre a reserva total probabilística do sistema e o somatório destas duas últimas parcelas mencionadas (R1 +R2), ou em termos práticos:

$$R3_{sist} = MMP_{sist} = RPO_{sist} - \sum_{i=1}^n R1_i - \sum_{i=1}^n R2_i \quad (6)$$

Vale mencionar que o método de rateio de R3 sofreu apenas modificações no seu valor absoluto, sendo mantida a forma de rateio, conforme (5).

3.1 – Cálculo da RPO probabilística do sistema: A implementação de metodologia probabilística para o cálculo da reserva de potência operativa tem como ponto de partida o Método PJM [6], desenvolvido em 1963 para ser aplicado ao sistema interligado Pennsylvania – New Jersey – Maryland (EUA). Este método tem por finalidade avaliar, segundo um determinado critério, o risco de não atendimento da demanda prevista por um determinado período de tempo, sendo este período representado por um tempo de estudo aceitável, no qual não existe possibilidade de substituição de unidades geradoras falhadas.

Várias modificações foram sendo propostas e mesmo implementadas como no caso de representação de unidades de partida rápida, unidades a gás, reserva quente e até estados de avaria parcial. Para o caso da metodologia aqui descrita, foram apenas incorporadas incertezas com relação à carga, sendo este método então referenciado como método PJM modificado.

3.2 – Método PJM: A utilização deste método pretende avaliar a probabilidade das unidades geradoras em operação não atenderem à demanda prevista durante um determinado período de tempo em estudo onde a probabilidade de ocorrência da ponta do sistema é máxima.

Unidades geradoras são representadas simplificada por modelos Markovianos a dois estados, isto é, em operação ou em falha. Outra consideração diz respeito ao comportamento das unidades geradoras, no qual a transição entre os estados é mantida constante devido ao período de vida útil em que se encontram os equipamentos em operação. Esta transição entre os estados, ou taxa de falhas como considerado, é calculado segundo os critérios [7] definidos para manter uma coerência entre os valores calculados pelas empresas.

Na Figura 1 são representados os possíveis estados de operação de unidades geradoras aqui considerados, e em relação às equações para modelos a dois estados as probabilidades dos estados de operação P_0 e de falha P_f , temos:

$$P_0(T) = \frac{m}{l+m} + \frac{l}{l+m} e^{-(l+m)T} \quad (7)$$

$$P_f(T) = \frac{m}{l+m} - \frac{l}{l+m} e^{-(l+m)T} \quad (8)$$

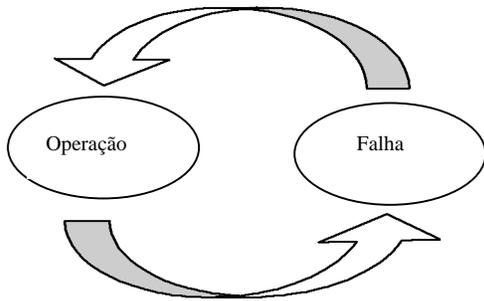


Figura 1 - Modelo de Unidade Geradora a dois Estados

Desta forma a equação (8) pode ser reescrita como:

$$P_f(T) = 1 - e^{-lT} \quad (9)$$

Desenvolvendo em série de Taylor, e considerando que geralmente $\lambda T \ll 1$.

$$P_f(T) = lT \quad (10)$$

e

$$P_0(T) = 1 - lT \quad (11)$$

A avaliação do risco do sistema, ou de outra forma, a probabilidade das diversas unidades geradoras em operação (parque gerador) não atenderem à demanda prevista no tempo T considerado, utiliza a função descrita abaixo:

$$f(R) = \frac{d}{dt} P_f(t) \quad (12)$$

ou

$$f(R) = l \cdot e^{-lT} \quad (13)$$

Desta forma, a probabilidade da ocorrência de falha na unidade considerada é obtida segundo (14), que normalmente pode ser representada por uma função de densidade de probabilidade acumulada.

$$P_f(0, T) = \int_0^T l \cdot e^{-lT} dt \quad (14)$$

Não existe um formato único para esta curva que representa o risco do sistema, devido sua dependência a vários fatores, tendo como exemplo o número de unidades geradoras em operação, a capacidade de geração destas máquinas, taxa de falhas associada, período de tempo considerado e valor da carga prevista para o sistema. Estas características poderão ser verificadas no próximo tópico.

3.3 – Montagem do parque gerador

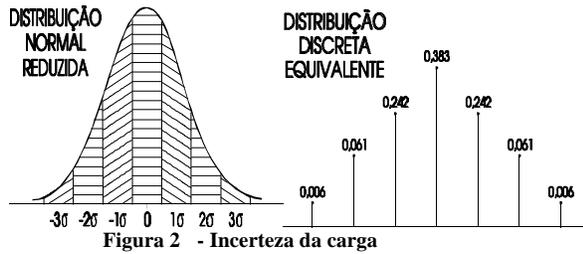
O modelo do parque gerador é obtido a partir do método PJM, representando geradores a dois estados, sendo um em operação e outro em falha. Para cada unidade geradora é calculado um valor de probabilidade associada, determinados a partir dos respectivos índices de taxa de falhas. Estes índices, fornecidos em base anual e adotados segundo um valor médio para um período móvel de cinco anos, são utilizados com base no intervalo de tempo de estudo adotado, considerando ainda que um gerador falhado não é reparado neste intervalo. Este intervalo, inicialmente adotado e mantido em duas horas, considera que embora a ponta do sistema ocorra em um intervalo aproximado de 15 minutos, representa o período mais provável de sua ocorrência.

De posse das capacidades de geração individuais e respectivas probabilidades, determina-se um “Parque Gerador Mínimo” cujo somatório das potências nominais atenda ao valor previsto de carga, a partir do qual, associado ao modelo da carga, será determinado o valor do risco do sistema.

3.4 – Modelagem da carga: A representação da carga nesta metodologia determina o então chamado Método PJM Modificado, o qual permite a representação de incertezas nos valores previstos de carga. A sua representação é feita através de uma função normal (Gauss), com valor médio igual ao valor máximo previsto para a ponta do sistema.

A representação desta função é feita através de uma distribuição discreta equivalente com sete patamares equidistantes entre si de um desvio padrão (σ), abrangendo $\pm 3,5\sigma$. Cada desvio representa aproximadamente 1,6%, tendo sido este valor adotado

em função da soma de R1 e R2 da metodologia anterior ($3\sigma = 5\%$). A Figura 2 representa esta distribuição:



A probabilidade de um ponto da distribuição discreta equivalente afastado $n.S$ (n constante) da média m será dada pela área sob a curva de densidade normal reduzida, entre os pontos $(n - 0,5)S$ e $(n + 0,5)S$ ou seja:

$$P[m+n.s] = P[m+(n-0,5)s < z < m+(n+0,5)s] \quad (15)$$

3.5 – Cálculo do risco: A partir do parque gerador mínimo, é iniciado um processo de adição de unidades geradoras, e através de um processo de convolução determinam-se as probabilidades a eles associadas. A cada parque gerador obtido, determina-se o valor de risco associado através da função distribuição de probabilidade do parque gerador, relacionada ao modelo de representação da carga, conforme (15), sendo encerrado este processo quando for atingido o índice de risco pré-definido.

$$RISCO = \sum_{i=1}^7 P\{G \leq C_i\} P\{C_i\} \quad (15)$$

4.0- CASO ESTUDO

Conforme citado na introdução, o sistema interligado S/SE/CO adota há mais de dez anos a metodologia probabilística, diferentemente do sistema interligado N/NE que ao longo dos últimos anos vem utilizando a mesma metodologia determinística inicialmente adotada. Com o início da operação da interligação Norte/Sul, verificou-se a necessidade do cálculo da reserva com a adoção de uma mesma metodologia devido a interligação destes dois sistemas. Desta forma, este trabalho pretende apresentar novos resultados do cálculo da reserva, obtidos para o sistema interligado N/NE/S/SE/CO com a adoção da mesma metodologia probabilística adotada para o sistema S/SE/CO, conforme os resultados apresentados na Tabela 3.

Apesar de não serem apresentados os resultados obtidos segundo a metodologia determinística, a única diferença identificada nos resultados obtidos destas duas metodologias aplicadas ao sistema Norte/Nordeste diz respeito à parcela R3

(R1 e R2 mantidas sem alterações), a qual passa a apresentar um valor nulo. Deve-se lembrar que, para o sistema N/NE, a parcela R3 era obtida segundo a maior máquina do sistema, conforme descrito em 2.3. É interessante notar que a reserva girante original para o sistema S/SE/CO situava-se em torno de 2179 MW. Com a entrada da interligação Norte/Sul, o sistema nacional passou a exigir um acréscimo de reserva de 518 MW, totalizando um montante de 2697 MW (abril/99).

Tabela 3- Reserva Girante no Sistema Brasileiro

EMPRESA	R1	R2	R3	TOTAL (MW)
CERJ	0.0	21.0	0.0	21.0
CEB	0.0	11.0	0.0	11.0
CELG	0.0	17.0	0.0	17.0
ESCELSA	0.0	15.0	0.0	15.0
CEMAT	0.0	6.0	0.0	6.0
ENORTE-SE	1.0	4.0	0.0	5.0
CPFL	0.0	51.0	0.0	51.0
EMAE	11.0	28.0	0.0	39.0
CESP	96.0	259.0	0.0	355.0
LIGHT	4.0	75.0	0.0	79.0
CEMIG	49.0	210.0	0.0	259.0
FURNAS	89.0	241.0	0.0	330.0
CELESC	0.0	30.0	0.0	30.0
ENERSUL	0.0	9.0	0.0	9.0
CBBE	8.0	38.0	0.0	46.0
COPEL	27.0	111.0	0.0	138.0
GERASUL	34.0	91.0	0.0	125.0
ELETROSUL	0.0	0.0	0.0	0.0
CGTEE	4.0	10.0	0.0	14.0
CEPISA	0.0	4.0	0.0	4.0
COELCE	0.0	13.0	0.0	13.0
COSERN	0.0	6.0	0.0	6.0
SAELPA	0.0	6.0	0.0	6.0
CELPE	0.0	20.0	0.0	20.0
CEAL	0.0	5.0	0.0	5.0
ENERGIPE	0.0	5.0	0.0	5.0
COELBA	0.0	27.0	0.0	27.0
CHESF	77.0	212.0	0.0	289.0
CELPA	0.0	10.0	0.0	10.0
CEMAR	0.0	6.0	0.0	6.0
CELTINS-SE	0.0	0.0	0.0	0.0
ENORTE	29.0	97.0	0.0	126.0
ITAIPU	108.0	271.0	0.0	379.0
CELTINS	0.0	1.0	0.0	1.0
CDSA	6.0	15.0	0.0	21.0
CELB	0.0	1.0	0.0	1.0
ANDE	1.0	13.0	0.0	14.0
ENUCLEAR	0.0	2.0	0.0	2.0
AESUL	0.0	15.0	0.0	15.0
RGE	0.0	15.0	0.0	15.0
METROPOLITANA	0.0	93.0	0.0	93.0
EBE	0.0	59.0	0.0	59.0
ELEKTRO	0.0	28.0	0.0	28.0
BRAGANTINA	0.0	0.0	0.0	0.0
CAIUA	0.0	0.0	0.0	0.0
PARANAPANEMA	0.0	0.0	0.0	0.0
NACIONAL	0.0	0.0	0.0	0.0
S. CRUZ	0.0	0.0	0.0	0.0
CATAGUazes	0.0	2.0	0.0	2.0
SISTEMA	544.0	2153.0	0.0	2697.0

Para a obtenção destes resultados foram necessários:

- Informações como intercâmbios, previsão de demanda, plano de manutenções e unidades novas conforme o Programa de Operação para 1999;
- Adequação das informações, conforme as necessidades de inclusão dos dados nos arquivos utilizados pelo programa;
- Adoção de valores de 5 falhas/ano para cada unidade geradora do sistema Norte/Nordeste devido a carência de informações;

- Rateio final, referente ao fechamento dos valores de reserva girante e intercâmbios, feitos sem a consideração de auxílio entre estes dois sistemas. Este rateio visa manter valores de reserva girante maiores ou iguais à reserva total calculada, feito através da alteração dos valores de intercâmbio.

Tabela 4- Alocação da Reserva

EMPRESA	NORMAL	DESEJADO	TOTA (MW)
ELETRONORTE	0.0	0.0	1.0
EMAE	0.0	0.0	11.0
CESP	368.0	271.0	367.0
LIGHT	75.0	176.0	180.0
CEMIG	210.0	236.0	285.0
FURNAS	587.0	252.0	341.0
CEEE	0.0	0.0	8.0
COPEL	111.0	114.0	141.0
GERASUL	198.0	253.0	287.0
CGTEE	10.0	0.0	4.0
CHESF	299.0	297.0	374.0
ELETRONORTE	114.0	115.0	144.0
ITAIPI	29.0	29.0	137.0
CDSA	0.0	0.0	6.0
ANDE	0.0	0.0	1.0
METROPOLITA	93.0	250.0	250.0
EBE	59.0	160.0	160.0
SISTEMA	2153.0	2153.0	2697.0

Outro fato adotado nesta metodologia híbrida se refere à alocação da reserva entre áreas de controle após a sua quantificação, com os valores apresentados na Tabela 4. Esta alocação, que determina os valores de reserva sob o Controle Automático de Geração – CAG, apresenta as seguintes características:

- Empresas não possuidoras de CAG, devem alocar toda a sua reserva secundária (R2) na controladora de área, conforme a coluna “NORMAL” da Tabela 4
- Agrega-se a cada área de controle, 2,5% da diferença dos intercâmbios efetuados entre as empresas controladas, concluindo assim os valores a serem adotados, representados na coluna dos valores “DESEJADOS” da Tabela 4.

5.0- CONCLUSÕES

Os valores de reserva de potência até então praticados têm apresentado bons resultados, embora muitas vezes sejam altamente conservativos. *A metodologia hoje utilizada praticamente perdeu todo o caráter probabilístico devido à evolução nas características do sistema, sendo necessária uma reavaliação do procedimento. O ambiente competitivo torna essa necessidade ainda mais premente, dado que a reserva girante passa a ser vista como um serviço ancilar ao sistema.*

REFERÊNCIAS

- [1] Elgerd, O. I; *Electric Energy Systems Theory – An Introduction*, 1980.
 [2]Vieira Filho, X. *Operação de Sistemas com Controle Automático de Geração*, Campus/Eletróbrás, 1984

[3] Smith, S.^a Jr; *Spare Capacity Fixed by Probabilities of Outage*, Electrical World, New York, Vol 103, pp 222-225, 1934.

[4] Schilling, M Th; Do Coutto Filho, M B.; Silva, A M L; Billinton, R; Allan, R N; *An Integrated Approach to Power System Reliability Assessment*, 1994.

[5] Billinton, R, Allan, R N, *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*; Kluwer Academic Publishers, Boston, 1988.

[6] Anstine, L T; Burke, R E; Casey, J E; Holgate, R; John, R S; Steuart, H G; *Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnections*, AIEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-82, Oct. 1963, pp. 726-735.

[7]Gonçalves,A,A, *Critérios de Coleta de Dados para o Cálculo das Taxas de Falha de Unidades Geradoras*, Eletróbrás, Relatório SCCL-GTAD-06/93.

[8]Gonçalves,A.A., Luz, J.C.F., *Reavaliação da Metodologia Probabilística para Cálculo e Rateio da Reserva de Potência Operativa*, Eletróbrás, Nota Técnica DOLT-98/10/01, 1998.

ABREVIATURAS E SIMBOLOS

- i - Empresas participantes do sistema em estudo
 RPG_i - Responsabilidade Própria de Geração da empresa “i”
 RPG_j - Responsabilidade Própria de Geração da empresa “j”
 CP_i - Carga Própria da empresa “i”
 FOR_i - Total dos fornecimentos da empresa “i”
 REC_i - Total dos recebimentos da empresa “i”
 CAG - Controle Automático de Geração
 MMP_{sist} - Maior Máquina Probabilística do Sistema
 RPO_{sist} - Reserva de Potência Operativa do sistema calculada de forma probabilística
 P₀(T) - Probabilidade do estado em operação no tempo T
 P_f(T) - Probabilidade do estado de falha no tempo T
 MM - Maior máquina (maior potência)
 n - Número de empresas que compõe o sistema
 R1 - Reserva Primária
 R2 - Reserva Secundária
 R3 - Reserva terciária
 T - Período de tempo de estudo, isto é, período de tempo no qual o retorno da unidade falhada à operação não é considerado
 μ - Taxa de reparos. Não é considerado o retorno de unidades falhadas (μ << 1/T e μ = 0).