



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

GOP 27
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

RESERVA DE POTÊNCIA: DIAGNÓSTICO E MELHORIAS A SEREM IMPLANTADAS

J. W. Marangon Lima*
UNIFEI

Sergio L. de A. Sardinha
ONS

RESUMO

A reserva de potência operativa é necessária para garantir o suprimento de potência quando ocorrem distúrbios na rede elétrica, perda de geração ou alterações na carga que não foram inicialmente previstas. Com a utilização intensiva da rede e das capacidades de geração, a reserva passa a ter um papel preponderante na confiabilidade e na manutenção da frequência dos sistemas. Atualmente a reserva operativa é quantificada no Brasil de forma probabilística, utilizando um critério de risco cujo padrão está bem abaixo do utilizado a nível internacional. Alguns problemas associados com a metodologia atual de cálculo e alocação de reserva operativa são abordados neste trabalho, como a alocação determinística, os parâmetros da distribuição normal associada à carga e o efeito da transmissão, que não é considerado. O trabalho propõe uma nova visão para a reserva, incorporando o risco como o principal ponderador, tanto na quantificação, quanto na alocação da reserva. É feita uma análise do risco ótimo, avaliando os custos e benefícios. Na alocação, é proposto o risco de cada área de controle e as restrições de transmissão como parâmetros, o que implica numa maior aderência com a operação física do sistema. São feitas sugestões e aprimoramentos como o benefício do controle carga-frequência no sistema para remunerar as unidades geradoras que são colocadas no controle e a incorporação da reserva no mercado de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE

Reserva de Potência, Controle Carga-Frequência, Risco de Corte de Carga, Confiabilidade de Geração.

1.0 - INTRODUÇÃO

A reserva de potência operativa é necessária para garantir o suprimento de potência quando ocorrem distúrbios na rede elétrica, perda de geração ou alterações na carga que não foram inicialmente previstas. Com a utilização intensiva da rede e das capacidades de geração, a reserva de potência operativa (RPO) passa a ter um papel preponderante na confiabilidade e na manutenção da frequência dos sistemas. No caso brasileiro, onde o custo de sincronização não é tão significativo, devido à predominância de centrais hidrelétricas, existe uma tendência em não priorizar o cálculo da reserva e consequentemente a metodologia associada não evoluiu. Em sistemas térmicos, onde o custo é alto, o cálculo da reserva e os critérios associados tornam-se vitais. No entanto, o aumento da componente térmica no SIN, a reestruturação do setor incorporando custo para qualquer serviço prestado ao sistema (serviço ancilar) e a utilização mais intensa do sistema são fatores que vêm começando a mudar o quadro da reserva de potência.

Atualmente a reserva operativa é quantificada de forma probabilística, utilizando um critério de risco cujo padrão está bem abaixo do utilizado a nível internacional. As variáveis consideradas aleatórias são: o estado das unidades geradoras e a demanda do sistema no horário de ponta. O estado das unidades é representado por uma

binomial que utiliza a taxa de saída forçada (ORR - Outage Replacement Rate). Estes estados são combinados para formar a COPT (Capacity Outage Probability Table) [1], que representa a disponibilidade de capacidade de geração no horário da ponta. Esta COPT é confrontada com a curva normal associada à demanda (considerando-se $3\sigma = 5\%$) e calculado analiticamente o risco a ser comparado com o risco desejado. A reserva é calculada como a diferença entre a capacidade do parque gerador para atender o risco desejado e a demanda média do sistema na ponta. A RPO assim calculada para o sistema é feita alocada nas unidades geradoras considerando-se a responsabilidade de geração, a demanda e a maior máquina de cada área de controle.

Nesta metodologia podemos citar alguns problemas:

1. O risco atual de 0,0003% é muito baixo e não se justifica quando alguns parâmetros como a energia não suprida são levados em consideração.
2. Apesar do cálculo global da reserva utilizar metodologia probabilística, a sua alocação é determinística não incentivando os agentes que investem em manutenção de suas unidades geradoras.
3. O modelo da carga é uma curva normal com desvio padrão de $\sigma = 1,66\%$, ou $3\sigma = 5\%$, que corresponde ao erro de previsão (1,5%), à variação da ponta dentro da ponta (2,5%) e à necessidade de regulação primária (1%). Estes percentuais não representam mais a realidade do sistema e supõe-se que os fenômenos ocorrem simultaneamente, elevando a necessidade de reserva.
4. O efeito da transmissão na alocação da reserva não é considerado.

O trabalho apresenta as atuais premissas no cálculo da reserva e expõe as idéias sugeridas no relatório colocado a público recentemente pelo ONS [3]. É feita uma análise do risco ótimo, avaliando os custos e benefícios. Na alocação é considerado o risco de cada área de controle e as restrições de transmissão, o que implica numa maior aderência com a operação física do sistema. No aprimoramento desta aderência, é incorporado no cálculo da reserva o efeito da regulação primária, visto que o risco atual não considera o efeito da variação da carga com a frequência.

Paralelamente, é feita uma avaliação econômica sobre o benefício do controle carga-frequência no sistema para remunerar as unidades geradoras que são colocadas no controle. Portanto, este trabalho incorpora a noção de serviço ancilar, que possivelmente poderá ser incorporado no futuro a um mercado de reserva.

2.0 - HISTÓRICO DA METODOLOGIA DETERMINÍSTICA

Em janeiro de 1975, as atribuições da Comissão para Estudos de Reserva de Potência – CERP, até então responsável pela elaboração dos estudos de Reserva de Potência Operativa - RPO, foram transferidas para o Grupo de Trabalho de Estudos da Operação – GTEO, do Subcomitê de Operação (SCO) do GCOI. Foi então elaborado o relatório SCO/GTEO-001/75, que estabeleceu os critérios de dimensionamento e alocação da RPO, dividindo-a em 4 parcelas, descritas a seguir:

- *Parcela 1 (P1)* : Parcela para regulação da frequência alterada por variações instantâneas de carga/geração do sistema;
- *Parcela 2 (P2)* : Parcela para fazer face a saídas não programadas de unidades geradoras, representada pela maior máquina do sistema.
- *Parcela 3 (P3)* : Parcela destinada a compensar as variações momentâneas ou de curta duração da carga dentro da demanda horária, visando a restabelecer a frequência ao seu valor programado, através da regulação secundária, em complementação à Parcela 1.
- *Parcela 4 (P4)* : Parcela destinada a atender à diferença entre as reais necessidades de demanda do sistema e a demanda prevista.

Em 1983, por recomendação do relatório SCO/GTEO-005/82 no sentido de promover análises para a solução de problemas levantados nos relatórios de acompanhamento da RPO, foi elaborado o relatório SCEL/GTEE-003/83 que apresentou uma revisão dos critérios até então adotados e estabeleceu uma nova composição da RPO, conforme descrito a seguir.

Parcela R1 : Idêntica a antiga parcela P1, inclusive na forma de alocação.

$$R1_k = 1\% \text{ } RPG_k \quad (1)$$

onde:

RPG_k Carga Própria da Empresa + Fornecimentos – Recebimentos

A alocação desta parcela deveria ser feita na própria empresa (K) nas unidades de geração com reguladores de velocidade desbloqueados.

Parcela R2 : Parcela destinada a compensar e garantir a recuperação da frequência do sistema e dos valores de intercâmbio entre as áreas de controle a seus valores programados pela atuação do Controle Automático de Geração - CAG. Esta parcela correspondia à fusão das antigas parcelas P3 e P4.

$$R2_k = 2,5\% RPG_k + 1,5\%CP_k \quad (2)$$

onde

CP_k Carga Própria da Empresa

A alocação desta parcela deveria ser feita obrigatoriamente nas unidades participantes do CAG da empresa controladora da área. Foi mantido o procedimento de permitir a transferência de reserva de potência para as áreas de controle receptoras equivalente a 2,5% do valor de contrato de recebimento, devendo a mesma ser alocada nas unidades sob CAG destas.

Parcela R3 : Parcela para fazer face a saídas não programadas de unidades geradoras. Correspondia à antiga parcela P2

$$R3_k = \frac{MM_k \times RPG_k}{\sum_{i=1}^n MM_i \times RPG_i} MM_{sistema} \quad (3)$$

onde:

MM_k potência efetiva da maior máquina da empresa k
 $MM_{sistema}$ potência efetiva da maior máquina do sistema

Esta parcela deveria ser alocada em unidades geradoras com reguladores de velocidade desbloqueados na própria empresa ou, preferencialmente, nas unidades sob CAG da empresa controladora da área.

Parcela R4 : Parcela destinada a complementar as parcelas R1, R2 e R3 para o caso de indisponibilidade de grandes blocos de geração e/ ou emergências não previstas. Deveria estar disponível para o sistema num período de até 24 horas, podendo-se lançar mão dos mesmos recursos conceituados anteriormente como “reserva pronta”, além de geração térmica, alterações de programas de manutenções e utilização de geração excedente.

Com a entrada em operação da Usina de Itaipu, com suas unidades geradoras de 700 MW, o valor da Reserva de Potência Operativa elevou-se consideravelmente, pois a metodologia considerava, deterministicamente, para a parcela R3, o valor da maior unidade geradora do sistema. Isto determinou a necessidade de introduzir uma metodologia probabilística para o cálculo da RPO, o que foi feito em 1985, através do relatório SCEL/GTEE-002/85 – Adoção de Metodologia Probabilística para a Determinação da Reserva de Potência Operativa.

3.0 - METODOLOGIA PROBABILÍSTICA ATUAL

A reserva de potência global do sistema passou então a ser calculada probabilisticamente com base em um valor de risco de não atendimento à carga previamente assumido.

3.1 – Modelo do Parque Gerador

Para este cálculo, o parque gerador é modelado através da função de distribuição de probabilidade de sua capacidade de geração, que é determinada com base em levantamento das taxas de falha (λ) das unidades geradoras do sistema interligado. Em 1993, foi elaborado o relatório SCEL/GTAD-06/93, que padronizou os critérios para obtenção dos valores de taxas de falha, uma vez que as empresas adotavam critérios diferentes para contabilizar como falhas as saídas forçadas de unidades geradoras. Tais critérios encontram-se hoje consolidados em Rotina Operacional constante no Módulo 10 (Manual de Procedimentos da Operação) dos Procedimentos de Rede. Esta taxa representa o número de saídas forçadas durante um ano de operação de uma unidade geradora.

Conhecida a taxa de falha de uma unidade geradora, a probabilidade de que ela esteja fora de operação devido a falha no período de estudo é λT , onde T representa o período de tempo que a unidade está em operação. Em estudos de confiabilidade onde a taxa de reparo é incorporada ao problema, a probabilidade é conhecida como FOR (Forced Outage Rate). Neste caso onde se considera o período de apenas 2 horas de ponta não é considerada a recuperação da unidade geradora e a probabilidade é conhecida como ORR (Outage Replacement Rate) [1]. Sendo λT a probabilidade de que uma unidade geradora esteja fora de operação devido a falha, a probabilidade da mesma estar em operação no período de estudo será de $1 - \lambda T$.

A combinação de todas as unidades em operação gera uma tabela denominada de COPT (Capacity Outage Probability Table). Apesar dos valores desta tabela estarem dispostos de forma discreta é possível visualizá-los de forma contínua conforme o gráfico da Figura 1 onde $P_{G < G_i}$ é a probabilidade do parque gerador ter uma potência inferior a G_i .

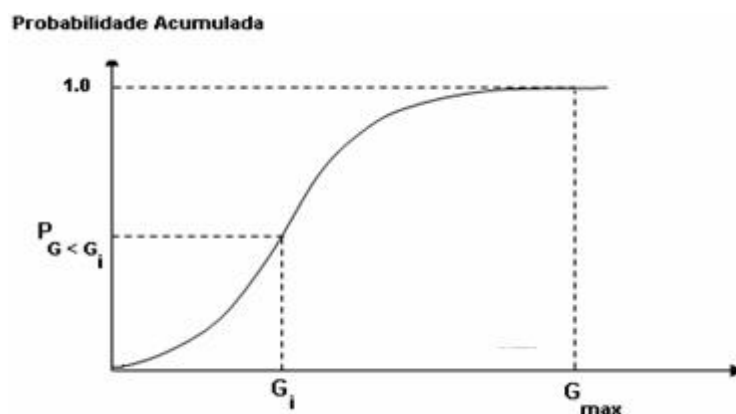


Figura 1: Probabilidade Acumulada do Parque Gerador

3.2 – Modelo da Carga

A modelagem da carga do sistema é feita segundo uma distribuição normal, discretizada em 7 pontos, adotando-se como média da distribuição a carga prevista de ponta do sistema e como desvio padrão o valor de 1,66%. Este valor de desvio padrão se refere a um terço do total das parcelas R1 e R2, ou seja, os 5% da carga total do sistema. Desta forma ficam incluídos na variação de 5%, cerca de 99,7% dos possíveis valores de carga.

Deve-se salientar que, em levantamento recentemente realizado na Base de Dados Técnica do ONS, verificou-se que o valor de 5%, adotado para quantificar o desvio total da demanda instantânea em relação à carga prevista, quando da introdução da metodologia probabilística para o cálculo da RPO, se mostra até hoje adequado, conforme mostrado em Relatório recente disponibilizado pelo ONS [3].

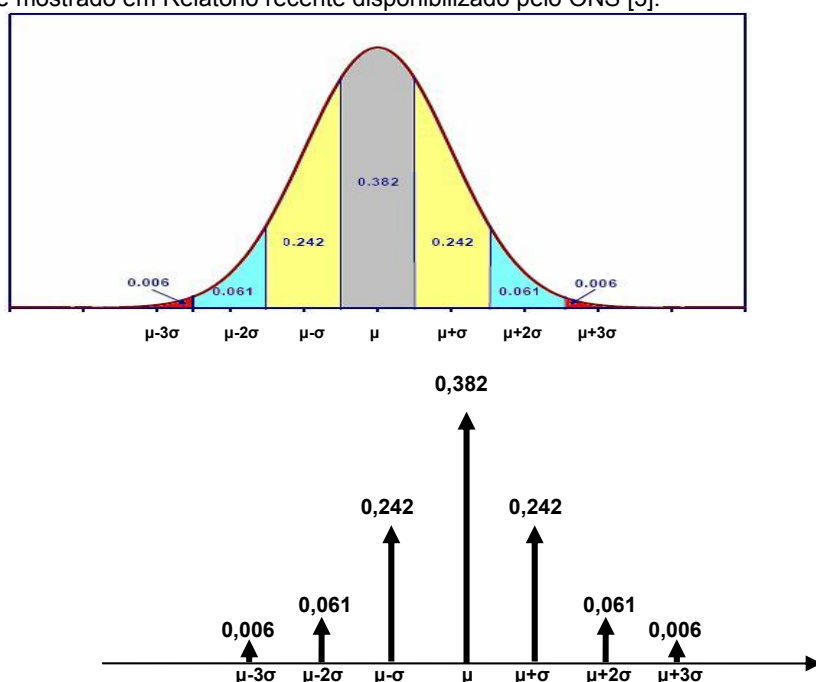


Figura 2: Modelo da Carga

3.3 – Cálculo Probabilístico da Reserva

O cálculo probabilístico da reserva de potência é iniciado compondo um parque mínimo que atenda o valor médio de carga de forma determinística. O risco para o parque gerador assim formado é calculado utilizando as probabilidades da Figura 1 para os sete patamares de carga definidos no item anterior através da equação (4). O

risco total passa ser o somatório dos riscos individuais de cada patamar de carga ponderado pela probabilidade do patamar.

$$RT = \sum_{k=1}^7 P(C_k) \times P(G < G_{\min}) \quad (4)$$

onde:

$P(C_k)$ probabilidade de ocorrer a carga C_k
 $P(G < G_{\min})$ probabilidade da capacidade do parque gerador ser menor que o parque mínimo para atender o valor médio de carga de forma determinística

Se o risco assim calculado for superior ao nível de risco máximo de não atendimento à carga admitido para o sistema, inicia-se um processo de adição dos geradores que estão fora daquele parque gerador mínimo, refazendo-se a cada nova máquina adicionada as curva de probabilidade acumulada da geração e recalculando-se o risco total, até que seja atingido o risco desejado. A forma como os geradores são adicionados se reflete diretamente na capacidade total do parque, assim como na sua curva de probabilidade acumulada.

Um fato que necessita ser compreendido é que o risco é uma função do parque gerador formado e não uma função da reserva de potência. Como durante a adição de unidades geradoras ao parque, a capacidade obtida aumenta de forma discreta, a reserva de potência que é definida como a diferença entre a capacidade total do parque e a carga considerada também aumenta de forma discreta. Dependendo da forma como são “empilhadas” as unidades geradoras, é possível encontrar montantes de reserva semelhantes com riscos completamente diferentes. Isto se deve aos diferentes valores de ORR dos geradores. Este resultado é bastante coerente, pois dados dois parques geradores com mesma capacidade, mas com unidades geradoras com confiabilidades diferentes, o de maior confiabilidade necessita de menos reserva para um mesmo risco de não atendimento à carga.

3.3 – Alocação da Reserva

A reserva assim calculada necessita ser alocada entre os diversos geradores do parque. A atual forma de alocação segue padrão definido no Item 2.0 com algumas adaptações. As parcelas R1 e R2 são mantidas, tanto no valor total como na alocação, preservando a abordagem determinística. A parcela R3 passa a ser definida como a diferença entre a reserva total probabilística e a soma de R1 e R2 (5% da carga do sistema). A parcela R3 assim calculada foi cognominada de Maior Máquina Probabilística e, para sua repartição entre as empresas, manteve-se a mesma fórmula de cálculo da Equação (3).

Seguindo-se essa nova metodologia, obteve-se à época em que a mesma foi implantada, uma reserva global probabilística de 1418 MW [2], dividida em parcelas do seguinte modo :

Carga: 24.000 MW (Sistemas Sudeste e Sul)
 R1 : 240 MW (alocada entre as empresas segundo seus valores de RPG)
 R2 : 960 MW (alocada segundo seus valores de RPG e carga própria)
 R3 : 1418 MW – (240 + 960) = 218 MW (alocada segundo Equação (3)).

É importante salientar que a parcela R3 teve o seu conceito original totalmente modificado. Na metodologia determinística, ela era a parcela destinada a fazer face à perda da maior unidade geradora do sistema. Na metodologia probabilística, é calculada uma reserva global incorporando as perdas de unidades geradoras e as incertezas na carga, que depois é deduzida de uma parcela fixa da carga conforme definido na Equação (5).

$$R3 = RPO_{\text{prob}} - 0,05 \times C_{\text{sist}} \quad (5)$$

Naquela oportunidade, ficou ainda acordado que, caso a reserva de potência calculada probabilisticamente fosse inferior a 5% do valor da carga global do sistema, ou seja, R3 negativa, seria adotado para a reserva de potência operativa do sistema o valor de 5% da carga, considerando-se o valor de R3 igual a zero.

4.0 - PRINCIPAIS APRIMORAMENTOS

À época em que a metodologia probabilística de cálculo da Reserva de Potência Operativa foi desenvolvida, adotou-se para o risco de não atendimento à carga do sistema o menor dos valores de risco das áreas de controle então existentes nas regiões Sudeste e Sul, uma vez que as regiões Norte e Nordeste ainda não estavam interligadas ao sistema. A área com o menor risco na época foi a da CESP com 0,0003%. Conforme já mencionado na introdução deste trabalho, no bojo da reestruturação dos Centros de Operação do ONS, foi efetuado um planejamento para a completa reformulação do CAG do SIN, que, a partir de 2007, passou a operar com 4 áreas de controle a partir dos COSR Norte, Nordeste, Sudeste e Sul. Fica evidente, diante da atual

configuração do SIN e com a nova estrutura do CAG, a necessidade de efetuar uma reavaliação do cálculo probabilístico da RPO.

A seguir são apresentados alguns aprimoramentos necessários ao cálculo e alocação da reserva probabilística. Os aprimoramentos sugeridos aqui decorrem de discussões realizadas no ONS, inclusive alguns já destacados no relatório [3] e incorporados neste trabalho.

4.1 – Análise do Risco Global

Um parâmetro bastante utilizado em confiabilidade de sistemas é a EENS (Expected Energy not Supplied), ou seja, a energia média não suprida para um determinado período. A noção de risco por si só não informa o grau de profundidade do problema. Quando se diz que o risco de corte de carga é de 1% não se sabe a priori qual o montante está sendo realmente cortado. O valor de 1% pode ser um problema ou não em função do nível do corte associado. A energia média não suprida incorpora uma qualidade maior à informação do risco.

A expectativa de carga não suprida associada a cada um dos sete patamares de carga (C_k) conforme descrito no Item 3.2 pode ser obtida avaliando o comportamento do parque gerador associado ao gráfico da Figura 1. Assim, para um dado parque gerador G , a energia não suprida é determinada pelas diferenças em relação a cada um dos patamares de carga C_k superiores a G , multiplicadas pela probabilidade daquele patamar $P(C_k)$.

$$EENS = \sum_{k=1}^n (C_k - G) \times P(C_k) \quad (6)$$

onde :

| | |
|-----------|---|
| $P(C_k)$ | probabilidade do patamar de carga C_k |
| $C_k - G$ | diferença entre a carga e a geração para o patamar de carga k |
| n | n -ésimo patamar de carga superior à geração |

O número n corresponde ao número total de combinação de estados onde cada unidade geradora pode estar funcionando e não funcionando. Na realidade este n é menor que o número total de estados, pois a série é truncada quando a probabilidade atinge um valor mínimo pré-definido. Por exemplo, a probabilidade de todos os geradores estarem fora de serviço é infinitamente pequena e, portanto, não é calculada.

Os valores de EENS para diferentes níveis de risco de não atendimento à carga assim como o valor da RPO, obtidos para o mês de abril de 2007, são apresentados no gráfico da Figura 3.

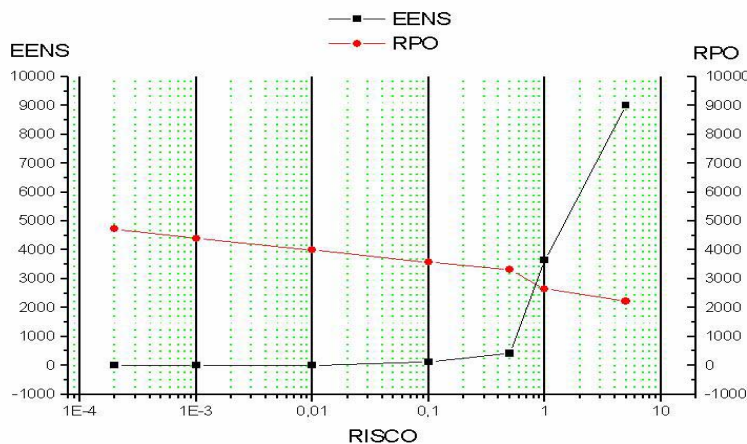


Figura 3: RPO/EENS x Risco

O eixo horizontal está em escala logarítmica enquanto que o eixo vertical da esquerda está em MWh e o da direita em MW. Observa-se claramente a partir do gráfico, que a adoção de níveis de risco inferiores a 0,01% traz ganhos insignificantes de energia não suprida frente ao ônus da elevação do nível de reserva de potência (aumento de cerca de 700 MW de reserva de potência para uma redução de apenas 8 MWh/ano de expectativa de energia não suprida). O joelho da curva se situa em torno de 0,3%, ou seja, é a partir deste valor que a EENS tem um crescimento abrupto.

Considerando a metodologia de cálculo das parcelas R1, R2 e R3, e adotando-se um nível de risco de não atendimento à demanda de 0,01%, tem-se um valor médio para a parcela R3 de 669 MW, que equivale à capacidade da terceira maior máquina do sistema – a UTN Angra 1 (657 MW). Atualmente, dadas as condições operativas do sistema, a reserva de potência girante do SIN, segundo levantamento realizado na Base de Dados Técnica do ONS, tem sido bem superior a este valor [3].

4.2 – Alocação da RPO

Conforme mostrado no relatório ONS RE-3/214/2006, com a desverticalização do setor elétrico brasileiro e a implantação do despacho centralizado, a RPO, antes calculada e alocada a nível de Agente com base em contratos de fornecimento e de recebimento entre os mesmos, passa a ser estabelecida a nível de área de controle. A partir das previsões de carga e dos intercâmbios programados entre Áreas de Controle é calculada para cada área a Responsabilidade de Geração da Área de Controle (RGA).

De acordo com esta formulação, considerando a transferência para as áreas importadoras de parte da parcela R2 correspondente a 2,5% de seus respectivos intercâmbios líquidos, as parcelas de reserva de potência das áreas de controle ficam determinadas pelas expressões:

$$R1 = 1\% RGA = 1\% CA + 1\% I \quad (7)$$

$$R2 = 2,5\% RGA + 1,5\% CA = 4\% CA \quad (8)$$

onde : CA - carga da área de controle

I - intercâmbio líquido (de fornecimento) programado da área de controle

Quanto à parcela R3 de uma área k, deve ser rateada entre as áreas de controle utilizando-se a equação:

$$R3_k = \frac{MM_k \times RGA_k}{\sum_{i=1}^n (MM_k \times RGA_i)} R3_{sist} \quad (9)$$

Onde:

MM_k, MM_i Maior máquina das áreas de controle k,i
 $R3_{sist}$ RPO – 5% da carga total do sistema

A alocação da R1 e R2 é praticamente proporcional ao montante de carga de cada área de controle. No caso da R1, a área exportadora assume o controle da reserva primária associado ao montante exportado. De qualquer forma, a alocação é feita utilizando parâmetros determinísticos não incorporando possíveis diferenças de previsão e comportamento da carga associado a cada área.

A mesma característica é encontrada na alocação da R3 onde a maior máquina da área de controle é utilizada como parâmetro. Neste caso, não se leva em consideração o efeito da confiabilidade individual de cada unidade geradora, ou seja, uma área com melhor confiabilidade não recebe nenhum incentivo em termos de diminuição da reserva alocada.

A alocação da RPO deve ser feita de forma proporcional à capacidade e confiabilidade de cada área de controle. Portanto, uma alternativa apresentada em [2] é de utilizar o risco individual de cada área. O processo pode ser conduzido através dos passos a seguir:

1. Cálculo da reserva global probabilística conforme metodologia atual para um determinado risco global;
2. Com o parque gerador assim definido e os intercâmbios de potência ajustados preliminarmente, determinar os riscos individuais de cada área;
3. Equalizar os riscos individuais alterando os intercâmbios de potência entre as áreas, respeitados os limites impostos pelas restrições de transmissão entre estas áreas;
4. Calcular as parcelas R1, R2 e R3 de tal forma que a RPO total de cada área seja igual à definida no passo 3.

O passo 3 é o mais complexo, pois ao intercâmbio original será adicionada uma parcela relativa às trocas de reserva entre áreas de controle, para que cada área tenha uma parcela relativa ao seu grau de confiabilidade. Esta forma de alocação tende a ser mais justa.

Note-se que se houver um investimento pelos Agentes de Geração em melhoria da manutenção de unidades geradoras, estas tenderão a falhar menos, o que, por conseguinte, levará a uma menor necessidade de reserva de potência. O mesmo ocorrerá, sob a perspectiva dos Agentes de Distribuição de uma dada área de controle, se forem aprimorados os mecanismos de previsão e gerenciamento da carga.

4.3 – Avaliação Econômica da Reserva

A análise de risco vem ganhando força nas últimas décadas para avaliação de investimentos, contratos, etc. O valor absoluto do risco por si só não tem muito significado, principalmente para os agentes que não estão

acostumados a trabalhar com este parâmetro. A visão determinística do engenheiro vinha levando à utilização de critérios associados à pior condição. No caso do setor elétrico, o valor a ser adotado de risco de corte de carga é muito susceptível à forma de utilização da energia elétrica pelos vários tipos de consumidores. Incorporar a visão do consumidor torna-se essencial, pois é ele quem paga pela maior ou menor confiabilidade do sistema. Vários trabalhos apontam nesta direção, onde o custo de interrupção é utilizado para valorar esta confiabilidade. O risco passa a ter uma importância menor como parâmetro, visto que a confiabilidade passa a ser medida através de unidades monetárias.

No caso particular da RPO, o critério de risco poderia ser substituído pelo seu valor econômico associado ao corte de carga. No Item 4.1 foi utilizada a EENS como parâmetro para dar maior sentido prático ao valor do risco. Ao invés de utilizar diretamente a EENS, é possível obter o custo do corte de carga utilizando a equação (10).

$$CC = CInt \times EENS \quad (10)$$

O custo do corte (CC) é obtido através da multiplicação da energia média não suprida pelo custo unitário de interrupção (CInt). Esta equação transforma diretamente a energia em custo de corte, supondo que o custo unitário é linear. A análise do gráfico da Figura 3 continua válida, pois o comportamento da EENS é o mesmo que o do CC. A premissa da linearidade do CInt não é crítica neste caso, pois normalmente o custo unitário tende a ser maior à medida que a EENS aumenta, intensificando ainda mais o joelho da curva da Figura 3.

4.4 – Amortecimento da Carga com a Frequência

Tanto para o cálculo determinístico, como para probabilístico, não se considera o efeito da diminuição da carga com o decréscimo da frequência. Apesar desta queda não ser significativa, existem duas hipóteses de tratamento deste efeito: deixar esta margem para a operação em tempo real ou incluí-la no cálculo da reserva, estabelecendo uma curva de decaimento da carga. A complexidade do modelo iria aumentar significativamente na segunda hipótese, não justificando a sua adoção, principalmente no caso brasileiro, onde as usinas hidráulicas predominam. No entanto, se fosse criado o mercado de reserva, este efeito deveria ser considerado.

5.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a metodologia atual de cálculo da reserva de potência operativa detalhando a sua evolução para o modelo probabilístico. Nesta transformação, muitos aspectos foram negligenciados para que tanto no cálculo da reserva global como na sua alocação o processo fosse coerente com o novo critério de risco. Os aprimoramentos que hoje se impõem ao processo de cálculo foram indicados e os autores sugerem um estudo mais aprofundado para avaliar os impactos junto aos agentes. Além disto, estes aprimoramentos são importantes para a possível conversão da reserva em um produto a ser negociado no mercado de energia elétrica.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi viabilizado graças ao apoio parcial do CNPq e pelo ONS na discussão e na provisão de dados.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R Billinton, R N Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Pitman Publishing Limited, 1984.
- [2] J W Marangon Lima, A M Leite da Silva, "Requisitos de Reserva Girante em Ambientes Competitivos", XIV SNPTEE, Grupo X – GOP, Belém Pará, Outubro de 1997.
- [3] Reavaliação do Cálculo Probabilístico da Reserva de Potência Operativa, ONS-RE 3/312/2006, 2006

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Prof. José Wanderley Marangon Lima

Nascido em Aracajú, SE, em 13 de julho de 1956. Doutorado (1994): COPPE/UFRJ, Mestrado (1990): DET/UNIFEI, Itajubá, Graduação (1979) em Engenharia Elétrica: IME, Rio de Janeiro.

Empresas: Eletrobrás (1980 a 1993) Engenheiro do DECS, da Diretoria de Operação.

Professor Titular do Depto de Eng. Elétrica da UNIFEI, Consultor na área de economia de sistemas de potência.

Eng. Sergio Luiz de A. Sardinha

Nascido no Rio de Janeiro, RJ, em 6 de junho de 1952. Pós-Graduado (1981): UFSC, Graduação (1974) em Engenharia Elétrica: UFRJ, Rio de Janeiro.

Empresas: Eletrobrás (1975 a 1992), Engenheiro do DECS, da Diretoria de Operação; Operador Nacional do Sistema (desde 1999), Engenheiro da Gerência de Estudos Especiais, Proteção e Controle, da Diretoria de Planejamento e Programação da Operação.