

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE VOLUMES PARA AMORTECIMENTO
DE CHEIAS NUM SISTEMA DE RESERVATÓRIO

Autores: Joari Paulo da Costa
Mário Veiga Ferraz Pereira
Jorge Machado Damázio
Jerson Kelman

Empresa: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

A alocação dos volumes de reserva numa cascata de reservatórios pode ser feita de diversas maneiras, de modo que todos os reservatórios do sistema compartilhem a responsabilidade de proteger o vale contra inundações. Por exemplo, o reservatório de montante pode reservar um volume maior que o estritamente necessário para atender a sua vazão de restrição a fim de auxiliar o controle exercido pelo reservatório de jusante.

Neste trabalho, propõe-se adotar a alocação que minimize o impacto energético ao parque gerador garantindo-se por outro lado que o risco de inundação seja inferior a um valor pré-fixado. A função objetivo selecionada é o valor esperado da energia armazenada no sistema no início do período seco. Como não se dispõe de uma expressão analítica para esta função, este problema a rigor deveria ser resolvido por um processo de tentativa e erro, simulando-se a operação interligada do sistema para cada alocação, o que demandaria um esforço computacional muito elevado. Em vista desta dificuldade desenvolveu-se, a partir do método da curva volume-duração, uma abordagem aproximada que resulta numa expressão analítica para a função objetivo. A otimização é feita calculando-se um vetor de vazões de restrição fictícias que maximiza a energia armazenada no sistema, utilizando-se de um algoritmo de programação não-linear com restrições lineares. Este método é aplicado ao sistema de reservatórios formado pelos rios Grande e Paranaíba e pelas usinas de Ilha Solteira e Jupia.

18554/03/BR

ANA	
PROTOCOLO-GERAL	
Recebido em	27/11/03
Horas:	9:00
Por:	Salvia

VII SEMINÁRIO NACIONAL DE
PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GRUPO X

OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

(G O P)

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE VOLUMES PARA AMORTECIMENTO
DE CHEIAS NUM SISTEMA DE RESERVATÓRIOS

Autores: Engº Joari Paulo da Costa
Engº Mário Veiga Ferraz Pereira
Engº Jorge Machado Damázio
Engº Jerson Kelman

Empresa: CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Brasília - DF - Brasil

1983

1- INTRODUÇÃO

A operação de um sistema de reservatórios deve atender a tantas vezes conflitantes como, por exemplo, controle de cheias e produção de energia elétrica..

O controle de cheias visa alocar parte do volume útil (volume de espera) para encaixar os volumes afluentes durante as cheias de forma que o evento "ocorrência de vazões defluentes do reservatório acima da vazão que não causa danos a jusante" tenha período de retorno inferior a um valor pré-fixado (em geral 25 ou 50 anos). O cálculo dos volumes de espera é feito, então, a partir das restrições de máxima vazão defluente (vazão de restrição).

Por outro lado, na otimização da produção hidrelétrica, procura-se armazenar o máximo de água durante a estação chuvosa a fim de garantir o atendimento do mercado durante o período seco. Em outras palavras, qualquer volume alocado para amortecimento de cheias implica em alguma perda energética no sistema.

A alocação dos volumes de espera numa cascata de reservatórios pode ser feita de diversas maneiras, de modo que todos os reservatórios do sistema compartilhem a responsabilidade de proteger o vale contra inundações.

Este trabalho trata da alocação ótima dos volumes de espera ao longo de um sistema de reservatórios em cascata, no sentido de minimizar a perda energética associada, reduzindo os riscos de inundação a um nível pré-fixado. Esta otimização é feita calculando-se um vetor de vazões de restrição fictícias que maximizam o valor esperado da energia armazenada no sistema. Como não se dispõe de uma expressão analítica para a função objetivo, é necessário simular a evolução do sistema para cada vetor de restrições dado. No entanto, a demanda computacional necessária para a resolução de um sistema relativamente complexo (dez reservatórios, por exemplo), é muito elevada. Para contornar esta dificuldade, desenvolveu-se uma abordagem aproximada a partir do método da curva volume-duração que, prescindindo da etapa de simulação, resulta num problema de otimização não linear com restrições lineares.

Apresenta-se os resultados da aplicação deste método ao sistema de reservatórios formado pelos rios Grande e Paranaíba e pelas usinas de Ilha Solteira e Jupia no rio Paraná.

2- ALOCAÇÃO ÓTIMA DOS VOLUMES DE ESPERA

Um dos dados de entrada para o cálculo dos volumes de espera é a série de vazões afluentes ao reservatório. Numa cascata, a vazão total afluente é composta da vazão devida à área de drenagem incremental entre os reservatórios sucessivos (vazão não controlada) e da vazão defluente dos reservatórios imediatamente à montante.

Estas vazões defluentes dependem das regras de operação adotadas em cada reservatório. Logo, para obter a vazão afluente ao i -ésimo reservatório é necessário simular a operação dos reservatórios situados à montante. A série de vazões afluentes assim obtida leva em consideração o controle de cheias exercido pelo sistema. Portanto, o cálculo do volume de espera para cada reservatório deve ser feito seqüencialmente, de montante para jusante. A figura 2.1 mostra como estabelecer os volumes de espera dos reservatórios de uma cascata, quanto à jusante de cada um deles existe uma restrição de vazão máxima. (1)

A metodologia acima exposta atribui volume de espera nulo para o i -ésimo reservatório da cascata se a sua vazão de restrição \bar{u}_i for infinita, isto é, se não houver benfeitoria alguma a proteger entre os reservatórios i e $(i + 1)$. Conseqüentemente, se a vazão \bar{u}_{i+1} for limitada, a proteção do vale à jusante do reservatório $(i+1)$ fica unicamente dependente do volume de espera que se aloque para este reservatório.

Entretanto, num sistema de reservatórios o controle de inundações ao longo da cascata pode ser feito de modo que todos os reservatórios compartilhem a responsabilidade de proteger o vale. Neste caso, o volume de espera alocado em cada reservatório deve ser calculado de maneira a proteger não apenas as benfeitorias situadas no trecho imediatamente à jusante da barragem mas também aquelas existentes até o final da cascata.

Uma possível maneira de resolver esta questão consiste em impor ao reservatório de montante uma restrição fictícia u_i ($u_i \leq \bar{u}_i$) de maneira a auxiliar o controle exercido pelo reservatório de jusante. Note-se que esta restrição mais severa é apenas um meio indireto de aumentar o volume de espera alocado no reservatório de montante e não é necessária sob o ponto de vista de proteger apenas a área de inundação imediatamente à jusante de i .

2.1 Exemplo

Para ilustrar este efeito foram escolhidos os reservatórios de Furnas

e Marimbondo (ver Tabela 2.1-1) localizados respectivamente no alto e baixo rio Grande como passíveis de atuarem no controle de enchentes.

A capacidade de amortecimento dos reservatórios existentes situados entre Marimbondo foi desprezada, adotando-se como método de propagação das vazões apenas o defasamento de três dias. Este tempo corresponde ao tempo de viagem médio estimado a partir da série histórica de vazões diárias nos postos São José da Barra e Porto José Américo (Furnas e Marimbondo, respectivamente) com 26 anos de observação simultânea, para os anos hidrológicos de 1935-1936 a 1960-1961 inclusive. Como regra de operação energética utilizou-se as médias das vazões mensais turbinadas em Furnas e Marimbondo durante o período chuvoso (1º de outubro a 30 de abril) nos anos de 1977 a 1980.

O cálculo dos volumes de espera nos reservatórios foi feito pelo método da curva volume-duração (2). Com o objetivo de se ter um caso este tudo onde os resultados independam de hipóteses quanto à distribuição de eventos extremos adotada optou-se pela estimação das máximas vazões médias afluentes a partir de sua distribuição empírica. Para tanto, é necessário se dispor de um elevado número de hidrógrafas afluentes aos reservatórios. Devido ao comprimento limitado do histórico, se fez uso do modelo de geração de séries sintéticas de vazões diárias proposto por Kelman (3). O trabalho de Barbosa (4) mostra que este modelo se adapta bem à série de vazões afluentes a Furnas. Foram geradas 10.000 séries sintéticas bivariadas de vazões diárias afluentes a Furnas e incrementais para o trecho Furnas-Marimbondo. Os parâmetros do modelo foram ajustados a partir das séries históricas dos postos de São José da Barra e Porto José Américo acima mencionadas. As séries geradas (cada uma com 212 dias) possuem estrutura de correlação espacial e temporal. Em outras palavras, neste caso imagina-se que a natureza se comporte exatamente como o modelo de geração adotado.

As curvas volume-duração afluentes dos reservatórios foram obtidas pelo ajuste de uma parábola do segundo grau às máximas vazões médias com duração 1, 3, 7, 11, 15, 21 e 27 dias estimados por interpolação na distribuição empírica das dez mil séries sintéticas de vazões totais afluentes. Para o caso de Marimbondo, estas séries foram obtidas simulando-se a operação do reservatório de Furnas, imaginando-se que no dia 1º de outubro o volume livre fosse igual ao volume de espera para

ele recomendado.

A tabela 2.1-2 apresentará os volumes de espera de cada reservatório para o período de retorno de 25 anos obtidos diminuindo-se a vazão de restrição do reservatório de montante (Furnas). Observa-se que, de fato, à medida que a vazão de restrição de montante se torna mais severa, o volume de espera requerido à jusante (Marimbondo) diminui. Ressalte-se que os volumes de espera obtidos para o reservatório de jusante levam em conta o amortecimento das cheias proporcionado pelo controle exercido à montante.

Existem portanto diversos modos de alocar volumes de espera ao longo dos reservatórios de uma cascata proporcionando o mesmo nível de garantia contra inundações. A escolha entre as possíveis soluções viáveis pode ser feita estabelecendo-se um critério de minimização do "impacto energético" do controle de cheias sobre o sistema hidrotérmico.

2.2 Quantificação do Impacto Energético

A incorporação de controle de cheias a um sistema hidrotérmico tem consequências a longo e curto prazo. A longo prazo, acarreta uma antecipação no cronograma de implantação de novas unidades para compensar a diminuição da produção média de energia nos reservatórios parcialmente utilizados para controle de cheias. Esta consequência tem repercussão inclusive no processo de planejamento da expansão do sistema. A curto prazo, a alocação de volumes de espera nos reservatórios aumenta a expectativa de geração de energia elétrica nas usinas térmicas e portanto de gasto com combustível (5). No presente trabalho, apenas o efeito de curto prazo será utilizado para avaliar o impacto energético.

O impacto energético a curto prazo causado pela imposição de controle de cheias nos reservatórios pode ser avaliado através do custo de operação do sistema hidrotérmico. Este custo é composto de duas parcelas: o custo de operação térmica, associado ao consumo de combustível em cada unidade (nuclear, carvão, diesel, etc.) e o custo do deficit, que corresponde ao custo social de interrupção do fornecimento de energia.

A política ótima de operação térmica obtida por recursão de programação dinâmica estocástica (6) fornece a cada mês a complementação térmica adequada para atendimento do mercado bem como o valor esperado do custo futuro de operação a ela associado. A operação ótima do sistema no período é aquela que minimiza o custo de operação energética - soma

do custo de operação durante o período chuvoso com o valor esperado do custo futuro de produção. O custo de operação do sistema é função que decresce com o aumento da energia armazenada no sistema: se os níveis dos reservatórios estão elevados, procura-se deplecioná-los para evitar vertimentos (que significam energia perdida pelo sistema) e postergar a geração térmica enquanto que se os níveis estão baixos procura-se operar as térmicas economizando energia hidráulica para assegurar o futuro atendimento da carga. Analogamente, quanto maior a energia armazenada menor a expectativa de geração térmica e portanto menor o valor esperado do custo futuro de produção.

2.3 Minimização do Impacto Energético

A imposição de volumes de espera aos reservatórios representa uma limitação ao volume máximo armazenável. Portanto, o controle de cheias reduz a energia armazenada no sistema durante o período chuvoso e, prejudicando eventualmente o enchimento dos reservatórios ao final do período chuvoso, afeta sua capacidade de produção futura (representada pelo valor esperado do custo futuro de operação). A variação no custo de operação durante o período chuvoso causada pelo controle de cheias pode ser considerada nula: para séries de afluições que não alcançam a limitação de volume armazenado (afluições baixas) este controle não atua; quando ocorrem séries de afluições tais que os volumes armazenados ficam limitados pelos volumes de espera prescritos (afluições altas), a capacidade instalada de geração hidrelétrica no sistema é tal que as defluências necessárias para manter esses volumes de espera são preferencialmente turbinadas, evitando-se a entrada em operação de térmicas adicionais no período chuvoso. Minimizar o impacto energético que o controle de cheias causa no sistema hidrotérmico consiste, pois, em minimizar o custo adicional devido somente a variação no valor esperado do custo futuro de operação. Como a energia armazenada no sistema é uma função monótona que decresce com o aumento do valor esperado do custo futuro de operação, neste trabalho esta minimização é feita de forma a maximizar a energia armazenada no final do período chuvoso.

Em vista das idéias acima expostas, a minimização do impacto energético pode ser formulada da seguinte maneira: sejam n o número de reservatórios do sistema e m o número de reservatórios que atuarão no controle de enchentes:

Encontre $\underline{u}^* = (u_1^*, u_2^*, \dots, u_m^*)$, vetor de restrições fictícias, tal que maximize o valor esperado da energia armazenada ao final do período chuvoso, não violando as restrições reais \bar{u}_i , $i = 1, 2, \dots, m$. Isto é:

$$\max_{\underline{u}} g(\underline{u}) = E [EA(v_1(\underline{u}), v_2(\underline{u}), \dots, v_n(\underline{u}))] \quad (2.3-1)$$

sujeito a

$$u_i \leq \bar{u}_i \quad i = 1, 2, \dots, m$$

onde

$\underline{u} = (u_1, u_2, \dots, u_m)$ é o vetor de restrições fictícias para os m reservatórios.

$\bar{\underline{u}} = (\bar{u}_1, \bar{u}_2, \dots, \bar{u}_m)$ é o vetor de restrições reais para os m reservatórios. Se não existe restrição para o i -ésimo reservatório, $\bar{u}_i \rightarrow \infty$.

$v_i(\cdot)$ é o volume armazenado no reservatório ao final do período chuvoso.

$EA(\cdot)$ é a energia armazenada no sistema.

$E(\cdot)$ é o operador valor esperado.

Entretanto, não se dispõe de uma expressão analítica para a função objetivo pois, como foi visto, a determinação do volume de espera no reservatório j depende da distribuição das vazões a ele afluentes que só podem ser obtidas simulando-se a operação dos reservatórios imediatamente à montante de j . A solução através de métodos de tentativa e erro demanda um esforço computacional muito grande pois, para cada série, além da etapa de simulação é necessário obter os máximos volumes totais afluentes em t dias ao reservatório de jusante.

2.4 Método Simplificado

Em vista das dificuldades apontadas no item anterior, algumas simplificações podem ser feitas no sentido de viabilizar um cálculo aproximado da alocação ótima dos volumes de espera numa cascata de reservatórios a partir do método da curva volume-duração. A essência desta simplificação consiste em obter a curva volume-duração afluente a cada reservatório sem simular a operação dos reservatórios imediatamente à montante.

Foram pesquisados diversos métodos para obter esta aproximação (7). Descreve-se a seguir o método adotado.

2.4.1 Obtenção das curvas volume-duração aproximadas

A curva volume-duração afluente ao reservatório de jusante é estimada como a soma da vazão defluente do reservatório de montante com a interpolação linear entre as curvas volume-duração incremental e aquela obtida por subtração entre as naturais afluentes. Formalmente, adota-se como curva volume-duração afluente ao reservatório de jusante $a_2^* t^2 + b_2^* t$ onde

$$a_2^* = \lambda [(a_{N_2} - a_1) - a_I] + a_I \quad (2.4.1-1)$$

$$b_2^* = \lambda [(b_{N_2} - b_1) - b_I] + b_I$$

onde

$$\lambda = (u_1 - \bar{u}_1) / (b_1 - \bar{u}_1)$$

$a_I t^2 + b_I t$: curva volume-duração devido à área incremental

$a_1 t^2 + b_1 t$: curva volume-duração afluente ao reservatório de montante

$a_{N_2} t^2 + b_{N_2} t$: curva volume-duração natural afluente ao reservatório de jusante

\bar{u}_1 : vazão média de período de retorno igual àquele considerado para obter a curva volume-duração.

Para avaliar o desempenho do método descrito, considerou-se o sistema formado apenas pelos reservatórios de Furnas e Marimbondo, descrito no item 2.1. A figura 2.4.1-1 compara os resultados obtidos por este método com aqueles obtidos por simulação do reservatório de montante (fornecidos pelas curvas volume-duração "corretas") para os períodos de retorno de 25 e 50 anos e diversas vazões de restrição, tanto à montante quanto à jusante. Observa-se que os pontos do gráfico situam-se em torno da reta de

459, como requerido. Entretanto, a dispersão dos pontos em torno da reta esperada indica que os volumes de espera calculados por este método constituem apenas uma aproximação razoável para a ordem de grandeza de seus valores.

2.4.2 Otimização

De acordo com o item 2.3 a alocação ótima dos volumes de espera é feita maximizando o valor esperado da energia armazenada no final do período chuvoso, em função dos volumes armazenados nos reservatórios do sistema neste instante. Segundo o método da curva volume-duração, o volume de espera em cada reservatório é constante para todo o período considerado. Como durante a estação chuvosa a tendência natural dos reservatórios é encher, quanto menores os volumes de espera recomendados maior o valor esperado dos volumes armazenados no sistema e, conseqüentemente, maior a energia armazenada. Portanto, prescindindo-se da simulação do sistema pode-se aproximar a alocação ótima dos volumes de espera ao longo da cascata por uma distribuição destes volumes tal que maximize a energia armazenada para o estado dos reservatórios igual a $(\bar{v}_i - v'_{ei})$ onde \bar{v}_i é o volume máximo armazenável no i -ésimo reservatório, e v'_{ei} o volume de espera calculado pelo método acima exposto. Nestas condições, o problema pode ser formulado como (7):

$$\max_u g(u) = c \sum_{i \in R} (\bar{v}_i - v'_{ei}(u)) \int_0^1 \sum_{j \in J_i} \eta_j h_j(\xi_j, \theta) d\theta \quad (\text{MWhmês}) \quad (2.4.2-1)$$

sujeito a

$$0 \leq u_i \leq \bar{u}_i \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$v'_{ei} \leq (v_{\text{útil}})_i \quad i = 1, 2, \dots, m$$

onde

$$c = 9,81 \times 10^{-3} / 2,6298;$$

R conjunto de usinas com reservatório;

J_i conjunto de usinas em cascata a partir da usina de reservatório i , inclusive, até a última jusante;

- η_j rendimento global do conjunto turbina-gerador;
- $h_i(\xi_i, \theta)$ altura (m) de queda líquida do reservatório j expressa em função de ξ_i ou valor da altura líquida constante para usinas sem reservatórios;
- \bar{v}_i máximo volume armazenável na usina i (10^6m^3);
- v'_{ei} volume de espera (10^6m^3) na usina obtido pelo método de interpolação;
- $(v \text{ útil})_i$ volume útil (10^6m^3) para o i -ésimo reservatório;

As curvas $h(\cdot)$ que fornecem a altura de queda para um dado volume armazenado (chamados curvas cota-volume) são em geral aproximadas por polinômios. Desta forma, $g(u)$ se torna uma função não linear e sua maximização é um problema de programação não linear com m variáveis de decisão (u_i , $i = 1, 2, \dots, m$) e $3m$ restrições lineares. O algoritmo adotado para a resolução deste problema baseia-se no método de gradientes projetados desenvolvido por Rosen em 1960 conforme apresentado em (8).

Aplicando-se este método para o exemplo dos reservatórios de Furnas e Marimbondo, a alocação ótima (u_1^* , u_2^*) para $\bar{u}_1 = 4000 \text{ m}^3/\text{s}$ e $\bar{u}_2 = 7500 \text{ m}^3/\text{s}$ e período de retorno de 25 anos é $u_1^* = \bar{u}_1$ e $u_2^* = \bar{u}_2$ sendo que $g(u^*) = 11\,966 \text{ MW mes}$.

A figura 2.4.2-1 apresenta a evolução da energia armazenada neste sistema em função da vazão de restrição em Furnas para várias vazões de restrição fixas em Marimbondo e período de retorno 25 anos. Observa-se que, de fato, a função tem um máximo global mas que, para as restrições reais ($\bar{u}_1 = 4000 \text{ m}^3/\text{s}$ e $\bar{u}_2 = 7500 \text{ m}^3/\text{s}$) o máximo se encontra na fronteira da região viável.

Deve-se ressaltar, no entanto, que esta situação não ocorre para todos os casos pesquisados, como se pode observar na figura.

2.5 Aplicação

O método expedito acima exposto foi aplicado ao sistema de reservat

rios dos rios Grande, Paranaíba e Paraná descrito na tabela 2.5-1 para o período de retorno de 25 anos. Desté sistema, os reservatórios que serão utilizados para alocar volumes de espera são : Furnas, Mascarenhas, de Moraes, Marimbondo e Água Vermelha no rio Grande; Emborcação, Itumbiara e São Simão no rio Paranaíba e Ilha Solteira no Rio Paraná (ver figura 2.5-1).

Considerou-se que os volumes de espera alocados nos reservatórios do rio Tietê, não levado em conta explicitamente, são capazes de garantir a defluência máxima de 2300 m³/s em Promissão. Somando-se a esta vazão o valor de 1604 m³/s (correspondente ao valor de b/0,0864 da curva volume-duração referente à área incremental entre Jupiá e os reservatórios de Ilha Solteira e Promissão) pode-se transformar o problema de garantir a vazão de restrição em Jupiá no problema de garantir a vazão de restrição em Ilha Solteira através da equação:

$$\bar{u}_{15} = \bar{u}_{16} - 2300 - 1604 \text{ (m}^3\text{/s)} \quad (2.5-1)$$

2.5.1 Curvas Volume-Duração

As curvas volume-duração para o período de retorno de 25 anos foram obtidas a partir de séries históricas de vazões diárias e fornecidas pelo DEOP/ELETROBRÁS. Os coeficientes a e b das curvas para as vazões totais naturais e vazões incrementais naturais em cada aproveitamento selecionado para atuar no controle estão na tabela 2.5-2. Como não se dispunha de séries de vazões diárias afluentes ao reservatório de Água Vermelha, as curvas volume-duração foram obtidas através de uma relação entre volumes afluentes e áreas de drenagem considerando os outros postos do sistema.

Para aplicar o método proposto é necessário se dispor das curvas volume-duração obtidas por subtração das naturais totais afluentes e cada reservatório. Quando esta subtração forneceu valores inconsistentes, adotou-se os mesmos coeficientes das curvas incrementais naturais.

Os valores de \underline{u}_i estão na tabela 2.5-2 e foram obtidos a partir das curvas volume-duração naturais conforme descrito em (7).

2.5.2 Resultados Obtidos

A vazão de restrição adotada para Jupiã é 16000 m³/s. A alocação ótima dos volumes de espera no sistema foi calculada segundo duas hipóteses : na primeira, o volume de espera em cada reservatório pode ser igual ao seu volume útil enquanto que na segunda se impôs a restrição de que o volume de espera fosse sempre menor que um dado percentual do volume útil. As tabelas 2.5-3 e 2.5-4 apresentam os resultados obtidos.

Pode-se observar que, para uma mesma vazão de restrição em Jupiã, a alocação ótima quando existe limitação para o máximo volume de espera em cada reservatório tem menor energia armazenada no sistema.

3- CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma metodologia para o cálculo das vazões de restrição fictícias em cada reservatório da cascata que participa do controle de cheias. O critério para obter esse vetor é o da minimização do impacto energético que este controle causa no sistema.

Os resultados obtidos a partir do método simplificado para o caso-estudo Furnas-Marimbondo sugerem que ele pode ser empregado para fornecer a ordem de grandeza das restrições fictícias. Isto foi feito para o sistema formado pelos reservatórios dos rios Grande e Paranaíba e pelas usinas de Ilha Solteira e Jupiã no rio Paraná. Deve-se observar que como os resultados obtidos são sensíveis à variações nas curvas volume-duração, é necessário fazer um estudo cuidadoso do máximo volume diário afluente para qualquer duração para obter tais curvas. Neste sentido, os resultados obtidos neste exemplo devem ser encarados como preliminares.

Cabê ressaltar que foi desenvolvida uma metodologia alternativa para o cálculo dos volumes de espera, chamada "método dos volumes críticos" (10). Este método, que procura representar mais precisamente a operação dos reservatórios, apresenta as seguintes vantagens com relação ao método da curva volume-duração:

- a) faz uso da série total de vazões diárias e não apenas dos máximos;
- b) prescinde do ajuste de uma distribuição de eventos extremos;
- c) fornece a evolução diária dos volumes de espera, de forma a permitir o

enchimento do reservatório à medida que se aproxima o período seco;

d) mantém a probabilidade de inundações à jusante igual àquela pré-estabelecida;

e) permite que se incorpore ao cálculo dos volumes de espera a eventual disponibilidade de previsão de vazões.

Em vista disso, recomenda-se que seja investigada a adequação de se usar as vazões de restrição fictícias determinadas pelo método simplificado descrito neste texto como dado de entrada para o cálculo da evolução diária dos volumes de espera a partir do método dos volumes críticos.

BIBLIOGRAFIA

- (1) COSTA, J.P., DAMAZIO, J.M., PEREIRA, M.V.F. e KELMAN, J. - Uma Metodologia para Controle de Cheias, in VI SNPTEE, Camboriu, SC, Brasil, 1981.
- (2) GCOI, Subcomitê de Estudos Energéticos, Determinação de Volumes de Espera para Controle de Cheias nos Reservatórios do Rio Grande, SCEN-CECCA/02/77, 1977.
- (3) KELMAN, J. - Stochastic Modeling of Hydrologic Intermittent Daily Processes, Hydrology Paper No. 89, Colorado State University, 1977.
- (4) BARBOSA, P.J., Modelagem Estocástica de Vazões Diárias, Tese de Mestrado COPPE/UFRJ, 1981.
- (5) KELMAN, J., Tópicos de Investigação em Controle de Cheias, in IV Simpósio Brasileiro de Hidrologia e Recursos Hídricos, anais, Vol. 4 : 163-173, Fortaleza, Ceará, 1981.
- (6) TERRY, L.A., Modelo a Sistema Equivalente, Relatório Técnico CEPEL 1705/80, 1980.
- (7) COSTA, J.P., DAMAZIO, J.M., PEREIRA, M.V.F. e KELMAN, J. - Alocação de Volumes de Espera Numa Cascata de Reservatórios, Relatório Técnico CEPEL, 678/82, 1982.
- (8) KUESTER, J.L. e MINE, J.H., Optimization Techniques with FORTRAN, McGraw Hill Book Company, 1973.
- (9) PINHEIRO, M.L., Cheias : Análise de Frequências e Regionalização de Quantis, Tese de Mestrado COPPE/UFRJ, 1982.
- (10) COSTA, J.P., DAMAZIO, J.M., PEREIRA, M.V.F. e KELMAN, J. - Controle de Cheias em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas, Relatório Técnico CEPEL 861/82, 1982.

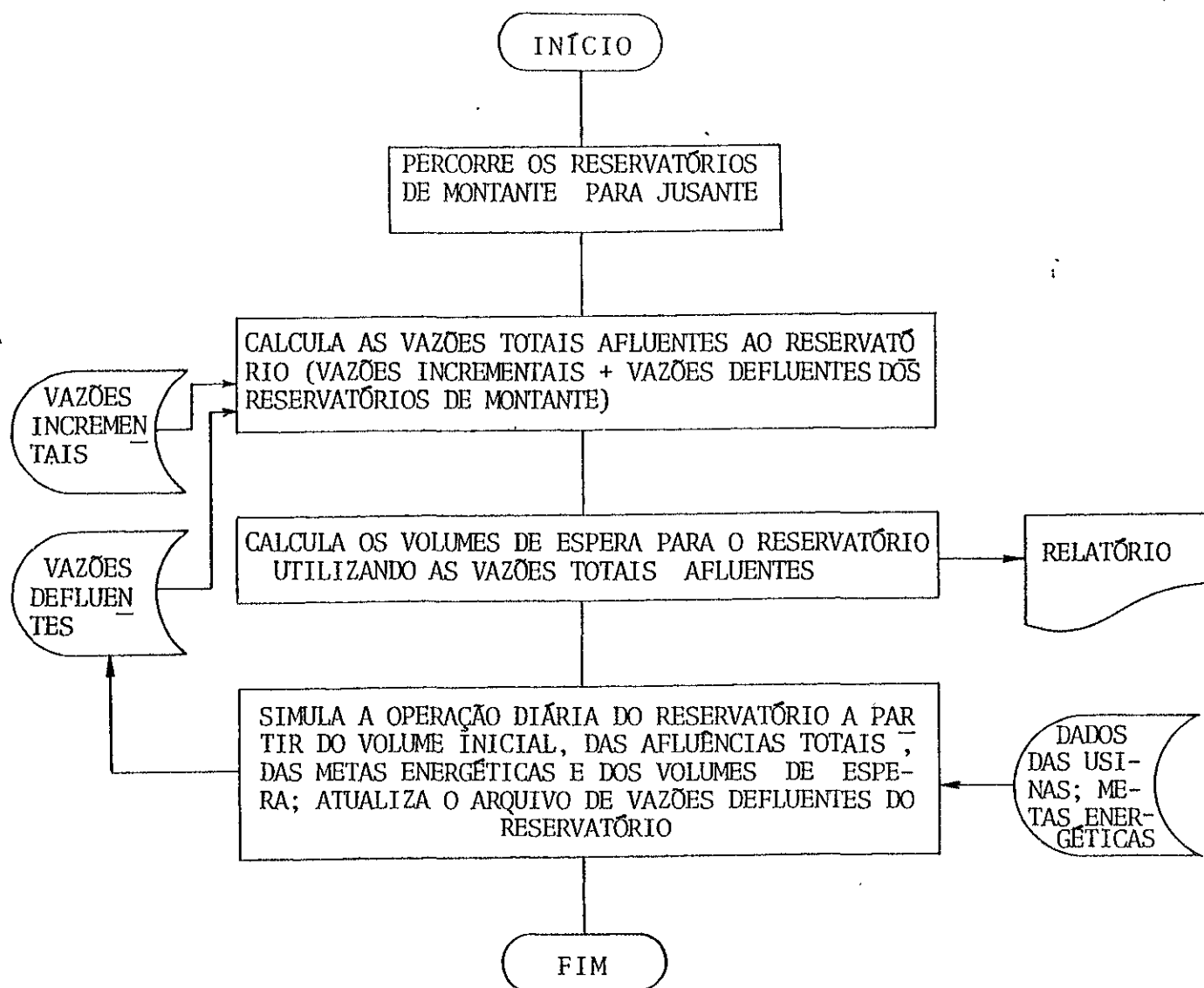


Figura 2-1 - Fluxograma da Metodologia para Cálculo de Volumes de Espera num Sistema de Reservatórios

USINA	VOLUME TOTAL (10^9m^3)	VOLUME ÚTIL (10^9m^3)	ÁREA DE DRENAGEM (km^2)	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	\bar{u} VAZÃO DE RESTRIÇÃO (m^3/s)	REGRÁ DE OPERAÇÃO ENERGÉTICA m^3/s
FURNAS	22,950	17,217	52 300	1312	4000	758
MARIMBONDO	6,150	5,260	118 488	1488	7500	1711

Tabela 2.1-1 - Dados de Furnas e Marimbondo

RESTRIÇÃO EM FURNAS (m^3/s)	VOLUME DE ESPERA ($10^6 m^3$)	
	FURNAS	MARIMBONDO
4000	263	187
3000	1843	5

Tabela 2.1-2 - Volumes de Espera em Furnas e Marimbondo para o período de retorno de 25 anos e restrição de defluência em Marimbondo igual a $7500 m^3/s$ - (Método da Curva Volume - Duração)

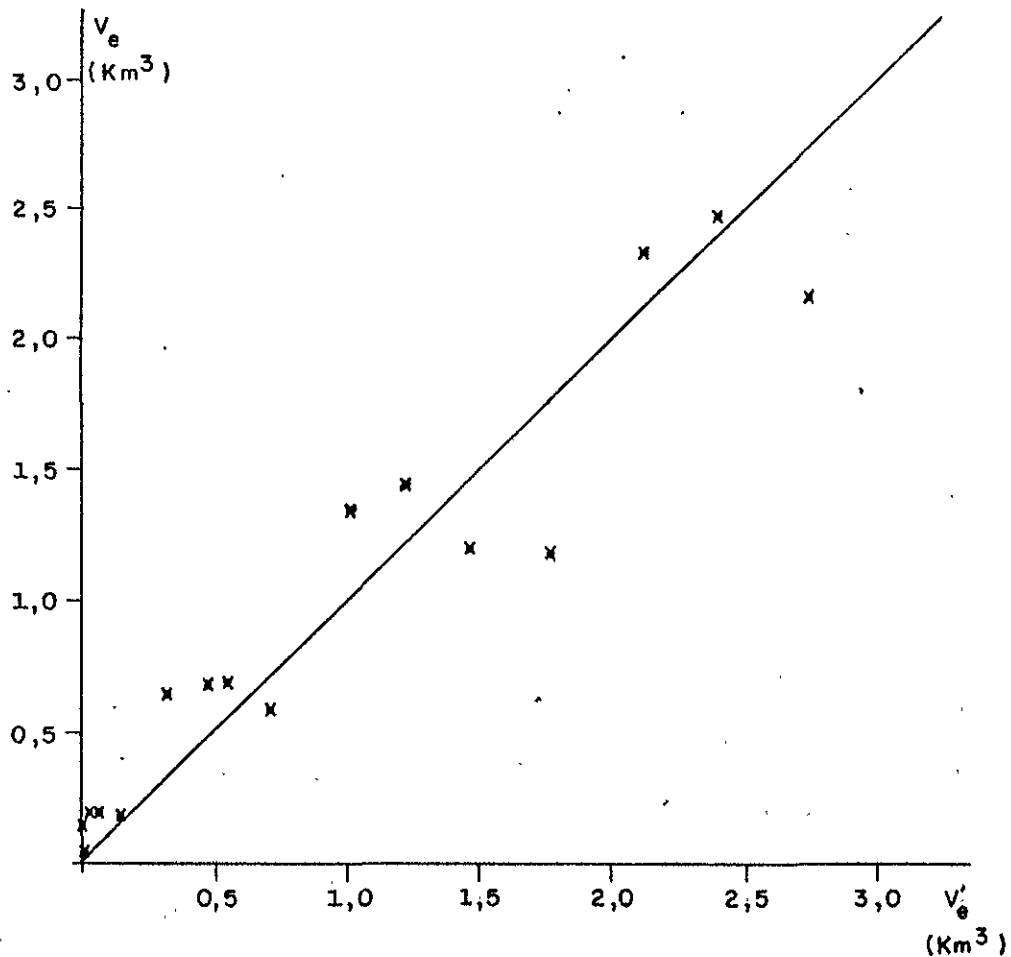


Figura 2.4.1-1 - Volumes de Espera Calculados

v_e : Simulando a Operação do Reservatório de Montante

v'_e : Método Proposto

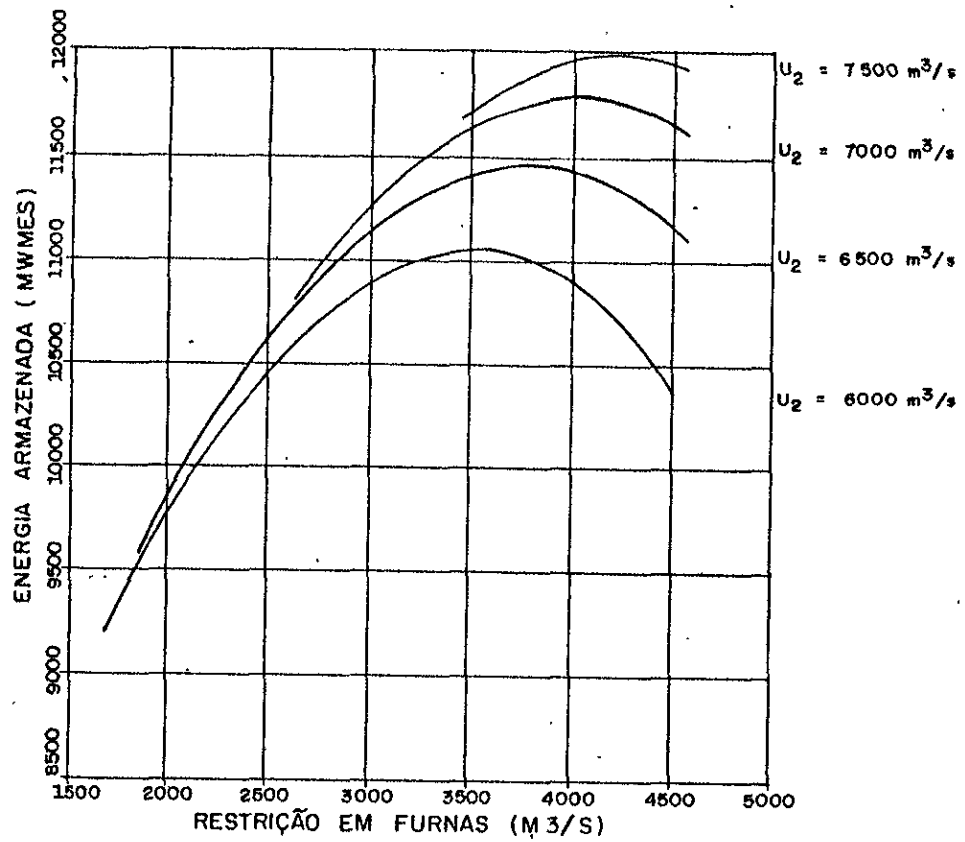


FIGURA 2.4.2-1-ENERGIA ARMAZENADA NO SISTEMA FURNAS-MARIMBONDO (PERÍODO DE RETORNO = 25 ANOS)

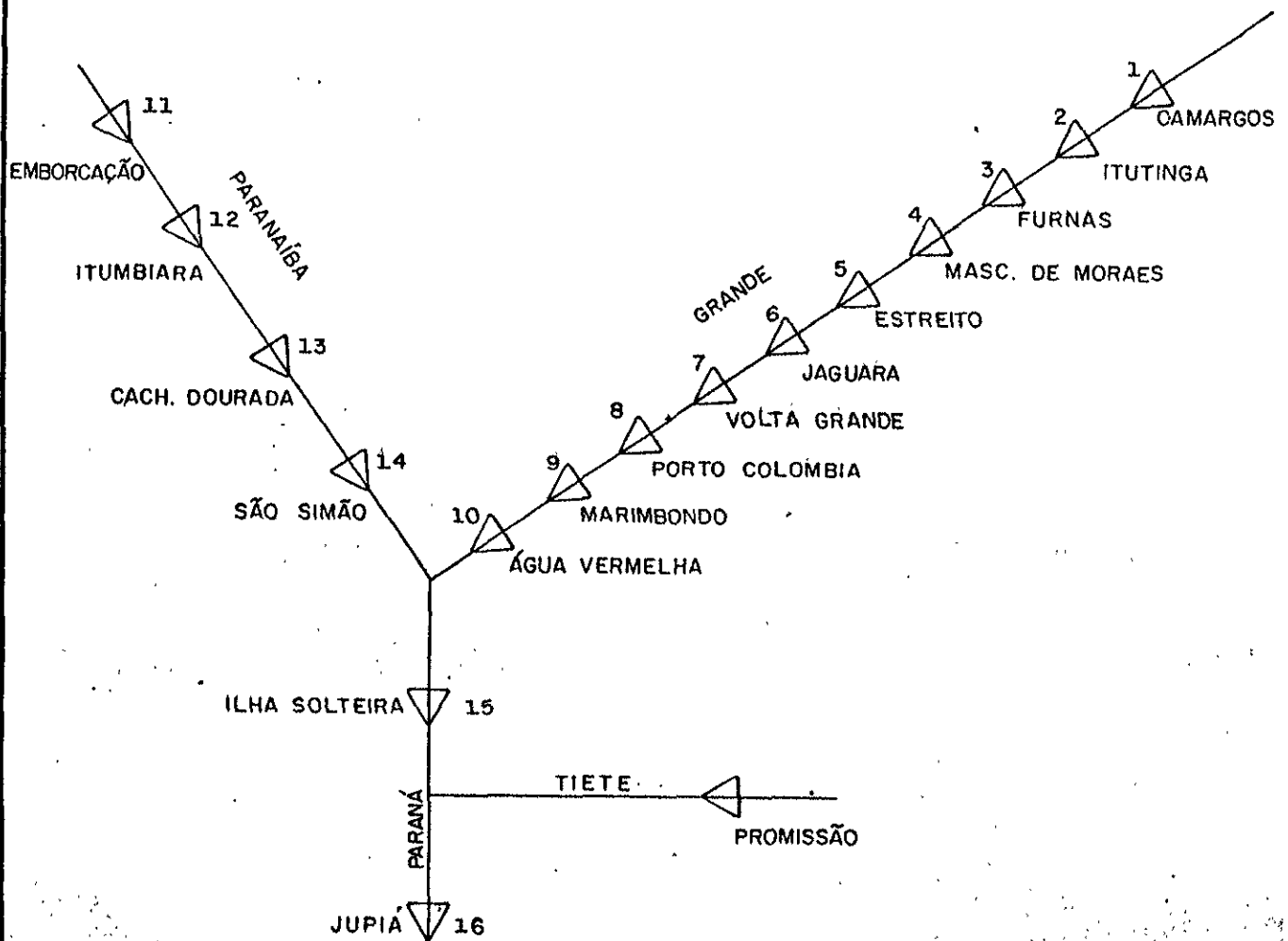


FIGURA 2.5- SISTEMA DE RESERVATÓRIOS

ÍNDICE DA USINA	NOME	VOLUME (10 ⁶ m ³)		\bar{u} (m ³ /s)	ÍNDICE DA USINA A JUSANTE	CONTROLA CHEIAS
		MÁXIMO	MÍNIMO			
1	Camargos	729	120	∞	2	Não
2	Itutinga	12	12	∞	3	Não
3	Furnas	22950	5733	5000	4	Sim
4	Mascarenhas de Moraes	4040	1540	4400	5	Sim
5	Estreito	1340	1340	∞	6	Não
6	Jaguara	450	450	∞	7	Não
7	Volta Grande	2150	2150	∞	8	Não
8	Porto Colômbia	1450	1450	∞	9	Não
9	Marimbondo	6150	890	7500	10	Sim
10	Água Vermelha	11025	5856	∞	15	Sim
11	Emborcação	17636	4621	∞	12	Sim
12	Itumbiara	17027	3360	∞	13	Sim
13	Cachoeira Dourada	660	660	∞	14	Não
14	São Simão	12580	7000	∞	15	Sim
15	Ilha Solteira	21060	8232	∞	16	Sim
16	Jupiã	3680	3680	16000	0	Não

Tabela 2.5-1 - Dados do Sistema de Reservatórios

COEFICIENTES DA CURVA VOLUME-DURAÇÃO

U S I N A	TOTAL		INCREMENTAL		\bar{u} (m ³ /s)
	a	b	a	b	
Furnas	- 3,888	422,8	- 3,888	422,8	628
Mascarenhas de Moraes	- 4,028	443,9	- 0,894	73,7	668
Marimbondo	- 4,812	723,3	- 2,013	320,7	1484
Água Vermelha	- 5,544	833,2	- 0,726	102,4	1709
Emborcação	- 2,692	250,0	- 2,692	250,0	324
Itumbiara	- 9,427	777,0	- 5,147	499,2	874
São Simão	- 10,879	990,4	- 3,958	316,5	1230
Ilha Solteira	- 9,123	1796,8	- 1,620	228,9	4830

Tabela 2.5-2 - Curvas Volume-Duração Total e Incremental
($v_a(t) = at^2 + bt$, 10⁶m³, t em dias) e Valores Adotados para \bar{u}_i (período de retorno: 25 anos)

U S I N A	VOLUME DE ESPERA		DURAÇÃO CRÍTICA (DIAS)	u (m ³ /s)	\bar{u} (m ³ /s)
	(10 ⁶ m ³)	(% v _{útil})			
Furnas	732	4,3	13,7	3659	5000
Mascarenhas de Moraes	89	3,5	15,8	3947	4400
Marimbondo	1069	20,3	31,1	6511	7500
Água Vermelha	1754	33,4	49,2	6869	∞
Emborcação	702	5,4	16,1	1887	∞
Itumbiara	2994	21,9	24,1	4791	∞
São Simão	4778	85,6	42,0	5226	∞
Ilha Solteira	8078	63,0	70,6	12096	∞

Tabela 2.5-3 - Alocação Ótima de Volumes de Espera

Restrição em Jupia	:	16000 m ³ /s
v _e máximo	:	100% v _{útil}
Energia Armazenada	:	87829 MWhês

U S I N A	VOLUME DE ESPERA		DURAÇÃO CRÍTICA (DIAS)	u (m ³ /s)	\bar{u} (m ³ /s)
	(10 ⁶ m ³)	(% v _{útil})			
Furnas	1798	10,4	21,5	2958	5000
Mascarenhas de Moraes	227	9,1	21,7	3237	4400
Marimbondo	1783	33,9	37,0	5557	7500
Água Vermelha	1663	32,2	47,9	5938	∞
Emborcação	960	7,4	18,9	1717	∞
Itumbiara	3623	26,5	26,5	4333	∞
São Simão	2234	40,0	28,0	5621	∞
Ilha Solteira	5136	40,0	56,3	12096	∞

Tabela 2.5-4 - Alocação Ótima de Volumes de Espera

Restrição em Jupia	:	16000 m ³ /s
v _e máximo	:	40% v _{útil}
Energia Armazenada	:	86942 MWhês