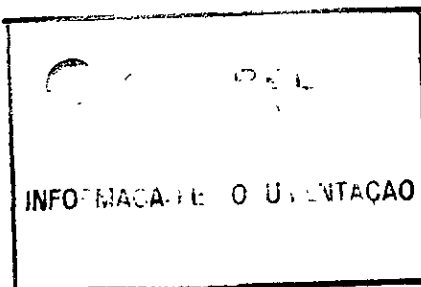


VI SEMINÁRIO NACIONAL DE
PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GRUPO I

PRODUÇÃO HIDRÁULICA
(GPH)

UMA METODOLOGIA PARA CONTROLE DE CHEIAS



Autores: Eng^o Joari Paulo da Costa
Eng^o Jorge Machado Damazio
Eng^o Mário Veiga Ferraz Pereira
Eng^o Jerson Kelman

Empresa: CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

1- INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta uma metodologia para controle de cheias que pode ser aplicada numa cascata de reservatórios. Descreve-se um algoritmo que fornece, para cada dia da estação chuvosa, a vazão mínima defluente de cada reservatório em função do volume armazenado. Esta vazão mínima deve ser encarada como uma restrição operativa à decisão efetivamente adotada, que depende de muitos outros fatores, tais como: mercado, estado dos outros reservatórios do sistema, previsão de afluições, etc. Os cálculos são feitos por recursão inversa sobre séries de vazões diárias. A função objetivo procura garantir que o risco de alguma emergência (vazões defluentes que causam danos à jusante) mantenha-se inferior a um valor pré-fixado, $\alpha(t)$.

A adoção de tais restrições pode limitar o enchimento dos reservatórios no final do período chuvoso, comprometendo a disponibilidade futura de energia hidroelétrica. A quantificação da perda energética é feita pelo valor esperado do custo adicional futuro de operação (custo de geração térmica + custo do déficit).

2. METODOLOGIA PARA CONTROLE DE CHEIAS

2.1 Notação e Definições Preliminares

Sejam:

h - duração da estação de cheias (dias).

$v(t)$ - volume (m^3) armazenado em um reservatório no dia t .

v_M - volume máximo armazenável no reservatório que não comprometa a segurança da barragem caso ocorra a cheia de projeto.

$q(t,i)$ - vazão afluyente (m^3 /dia) ao reservatório durante o dia t para a i -ésima série. Entende-se por série a hidrógrafa do período de cheias obtida a partir dos registros históricos ou gerada por algum modelo.

$d(t)$ - vazão defluente (m^3 /dia) do reservatório durante o dia t . Esta é a variável sobre a qual se pretende impor restrições.

d_M - vazão defluente (m^3 /dia) máxima do reservatório, que não cause danos a jusante. Ocorrerá uma situação de emergência se $d(t) > d_M$.

$R(t)$ - região viável para operação do reservatório durante o dia t . Esta região é definida por um conjunto de restrições impostas por razões econômicas, físicas ou ligadas à segurança.

A figura 2.1-1 representa um exemplo de região viável para um reservatório. As curvas \overline{AE} e \overline{MN} fornecem regras para os casos extremos: quando $v(t) < v_B$ a restrição de vazão mínima para navegação será violada; o que se pode fazer é defluir todo o volume disponível. Para $v(t) > v_M$ a regra de operação é imposta pela segurança da barragem, representada na figura 2.1-1 pela curva \overline{MN} .

Qualquer decisão pertencente a $R(t)$ é, em princípio, viável. Descreve-se a seguir como eliminar a parte desta região que conduz a risco de emergência acima de limites pré-fixados.

2.2 Caso de um Único Reservatório

Este item é um resumo do artigo publicado em (1).

Conhecidas as regras de operação do reservatório no período $(t+1, h)$ e o armazenamento inicial $v(t+1)$, é possível simular a evolução do reservatório para cada série i . $c(t+1, i)$ é dito volume crítico para a série i se somente simulações com $v(t+1) \geq c(t+1, i)$ levarem a alguma emergência no período $(t+1, h)$.

O volume defluente $d(t)$ que leva ao volume crítico $c(t+1, i)$ pode ser obtido da equação de continuidade

$$c(t+1, i) = v(t) + q(t, i) - d(t) \quad (1)$$

Portanto, $d(t)$ tem uma relação linear com $v(t)$ da forma

$$d(t) = v(t) - b(t, i) \quad (2)$$

onde

$$b(t, i) = c(t+1, i) - q(t, i) \quad (3)$$

é a interseção da reta descrita pela equação (2) com eixo horizontal

A figura 2.2-1 apresenta um grupo de retas correspondente a uma amostra aleatória de dez séries. Para $v(t) = v_1$, o ponto P_1 define uma decisão viável d_1 . Existem quatro retas que se situam acima deste ponto, indicando que estas quatro séries exigem defluências maiores que d_1 . Adotando-se a decisão d_1 , cada uma destas séries levará a um volume armazenado no dia $(t+1)$ maior do que o correspondente volume crítico ($v(t+1) > c(t+1, i)$). Como, por definição, volumes em $(t+1)$ maiores de que o respectivo volume crítico

ocasionam emergências no período $(t + 1, h)$ pode-se dizer que a decisão d_1 ocasiona emergência no intervalo (t, h) para as quatro séries. Em consequência a probabilidade de emergência para o par $\{v_1, d_1\}$ pode ser estimada em 40%.

É fácil observar que todos os pontos viáveis situados sobre uma reta a 45° que passa por P_1 têm o mesmo risco. Qualquer ponto localizado na região KLMH (Figura 2.2-1) está associado a uma decisão com risco maior que 40%. Por outro lado, qualquer ponto localizado na região BJLK está associado a decisões com probabilidade de emergência menor que 40%. Portanto, se $\alpha(t) = 40\%$ a região KLMH deve ser eliminada da região viável. Note-se que na determinação da região KLMH, para um critério de risco qualquer, basta determinar algum ponto da reta definida por KL, por exemplo a sua interseção com o eixo horizontal $b^*(t)$.

Um conjunto de valores $\{b(t, i), i = 1, 2, \dots\}$ forma uma amostra da variável aleatória $B(t)$. É possível inferir a distribuição de probabilidades de $B(t)$ e portanto determinar $b^*(t)$ definido como:

$$P[B(t) < b^*(t)] = \alpha(t) \quad (4)$$

onde $\alpha(t)$ é o nível de risco pré-fixado.

Na figura 2.2-1, v_1 é o volume máximo a partir do qual o volume de fluente é obrigatoriamente igual ao volume defluente máximo. Nota-se que apenas para $v(t) < v_1$ é possível manter o risco de emergência abaixo do risco meta $\alpha(t)$.

Nem sempre o risco meta $\alpha(t)$ é viável, pois o volume útil do reservatório pode ser insuficiente. Além disso, o risco real é também função das regras de operação efetivamente adotadas.

2.2.1 Determinação dos Volumes Críticos para o Dia t

A regra de operação para fins energéticos em cada usina depende de um grande número de fatores. Esta regra será aproximada como uma função do armazenamento e pode ser obtida a partir de um modelo de simulação da operação do sistema. A figura 2.2.1-1 mostra uma possível função para um sistema

composto de um único reservatório com uma demanda constante de energia. A curva AEFLMN incorpora as restrições discutidas anteriormente à regra de operação energética. Adotada a curva AEFLMN como regra de operação, a probabilidade de emergência passa a ser uma função do armazenamento.

O volume crítico de cada série, $c(t, i)$, é o correspondente à interseção (quando existir) da respectiva reta com a curva AEFLM. Por exemplo, v_G representa na figura 2.2.1-1 o volume crítico da série correspondente à quarta reta. De fato, somente volumes superiores a v_G exigem volumes defluentes superiores à regra AEFLM e, em consequência, levam a emergência entre t e h .

Existem dois tipos de não-interseção:

a) A reta fica sempre acima de AEFLM.

- Neste caso, a decisão dada pela curva é sempre inferior à necessária e, portanto, o volume crítico é igual a zero.

b) A reta fica sempre abaixo de AEFLM.

- Neste caso, a decisão dada pela curva é sempre superior à necessária e, portanto, o volume crítico é igual a v_M .

2.2.2 Algoritmo

O cálculo das restrições para cada dia t da estação chuvosa é feito através da seguinte recursão sobre séries de vazões afluentes diárias:

a) Conhecidos os volumes críticos para o dia $t + 1, c(t+1, i)$, calcular

$$b(t, i) = c(t + 1, i) - q(t, i), \forall i$$

b) O conjunto de valores $\{b(t, i)\}$ forma uma amostra da variável aleatória $B(t)$. Calcular $b^*(t)$ tal que

$$P \{B(t) < b^*(t)\} = \alpha(t)$$

onde $\alpha(t)$ é risco pré-fixado.

- c) Definir a regra AEFLM como descrito em 2.2-1.
- d) Calcular os volumes críticos para o dia t : $c(t, i)$ é o correspondente à interseção da reta definida por $b(t, i)$ com a regra AEFLM.
- e) Voltar para (a) e repetir o procedimento para $t - 1$.

O algoritmo recursivo apresentado exige o fornecimento da condição de fronteira para $t = h$. Como não há expectativa de cheias além de h , adota-se

$$c(h, i) = v_{vi}, \forall i.$$

2.3 Caso de uma Cascata de Reservatórios

O algoritmo descrito em 2.2 calcula as restrições de cheia a partir de vazões totais afluentes ao reservatório. Numa cascata, estas vazões são obtidas pela soma da vazão incremental com as vazões de afluentes dos reservatórios de montante. Estas vazões defluentes são função das regras de operação de cada reservatório. Portanto, como as restrições calculadas pelo algoritmo dependem da distribuição das aflúências, é necessário simular, em etapas diárias, a operação dos reservatórios de montante.

A metodologia para estabelecer restrições aos reservatórios de uma cascata, quando à jusante de cada um deles existe uma restrição de vazão máxima, está descrita na figura 2.3-1.

2.4 Aplicação

Foram escolhidos os reservatórios de Furnas e Marimbondo, (ver tabela 2.4-1) localizados respectivamente no alto e baixo Rio Grande, como passíveis de atuarem no controle de enchentes.

2.4.1 Cálculo das Restrições na Cascata

Para a aplicação do algoritmo apresentado no item 2.3, desprezou-se a capacidade de amortecimento de cheias dos reservatórios do Rio Grande situados entre Furnas e Marimbondo.

O modelo proposto em (2) foi utilizado para gerar 10.000 séries sintéticas bivariadas de vazões diárias afluentes a Furnas e incrementais para o trecho Furnas-Marimbondo, durante o período chuvoso considerado (19 de outubro a 30 de abril). Estas séries possuem estrutura de correlação temporal e espacial.

O nível de risco $\alpha(t)$ é arbitrário. Seguindo (1), utilizou-se a equação

$$\alpha(t) = 1 - \exp[\lambda(t - h)]$$

onde $[\alpha(0)]^{-1}$ é o período de retorno para o evento "emergência".

Como regra de operação energética utilizou-se as médias das vazões mensais turbinadas em Furnas e Marimbondo durante o período chuvoso nos anos de 1977 a 1980, apresentadas na tabela 2.4.1-1.

Aos valores diários de $b^*(t)$, calculados pelo algoritmo, ajustou-se uma série de Fourier de forma a suavizar as oscilações provenientes de variação amostral. A figura 2.4.1-1 apresenta as funções $v_L(t)$ de cada reservatório para os períodos de retorno de 10, 25 e 50 anos.

2.4.2 Simulação

O efeito das restrições de cheia estabelecidas no item anterior foi avaliado através de simulação a usinas individualizadas aplicada à configuração outubro de 1981 - abril de 1982 do sistema Sudeste (ver tabela 2.4.2-1). Este modelo é capaz de simular a operação diária para controle de cheias de maneira integrada com a operação energética mensal do sistema (3). A simulação individualizada foi feita com afluições históricas de 1936 a 1961. Os níveis dos reservatórios em 19 de outubro de 1981 (condição inicial) também estão expressos na tabela 2.4.2-1 e correspondem às curvas-guia superiores dos reservatórios (4). Os mercados adotados correspondem aos do Plano de Operação 81 do GCOI (5) (ver tabela 2.4.2.2).

Foram feitas simulações para tempos de recorrência de 10, 25 e 50 anos, bem como uma simulação visando apenas o atendimento energético (sem controle de cheia). A tabela 2.4.2-3 ilustra o efeito deste controle de cheia para as situações de emergência encontradas.

Nota-se que as restrições calculadas no item 2.4.1 exercem de fato um efeito moderador sobre as cheias. Por exemplo, no ano de 1943 ocorreria uma situação de emergência a jusante de Furnas caso não fosse imposto controle algum sobre as cheias. Por outro lado restrições associadas a um tempo de recorrência de apenas 10 anos já são suficientes para eliminar esta emergência.

2.4.3 Análise de Sensibilidade

Para avaliar o efeito do controle de cheias nos reservatórios de montante sobre as restrições dos reservatórios de jusante, calculou-se as restrições em Marimondo assumindo que a operação em Furnas visa apenas geração de energia e, portanto, ignora as restrições de controle de cheias. A figura 2.4.3-1 compara funções $v_L(t)$ para o período de recorrência de 25 anos. Comprova-se, desta forma, que a implementação de restrições no reservatório de montante relaxam as restrições de defluências no reservatório de jusante. Portanto, a maneira proposta em 2.3 para levar em conta a estrutura de uma cascata resulta relevante no estabelecimento de restrições para o controle de cheias.

3- O CUSTO DE CONTROLE DE CHEIAS

3.1 Metodologia

As decisões para controle de cheias são tomadas a partir de informações estatísticas sobre as afluências futuras e podem naturalmente levar a alguns vertimentos desnecessários. É, portanto de se esperar que a adoção de tais medidas prejudique eventualmente o enchimento dos reservatórios ao final do período chuvoso. Em outras palavras, o controle de cheias pode reduzir a energia armazenada no sistema e, portanto, afetar sua capacidade de produção futura. Esta

redução aumenta as necessidades de geração térmica e o risco de deficit nos períodos subsequentes, isto é, aumenta o valor esperado dos custos futuros de produção. Este custo adicional será considerado como o custo de controle de cheias e será estimado através das seguintes etapas:

- a) Calcula-se a política ótima de operação térmica para os próximos anos através de uma recursão de programação dinâmica estocástica aplicada ao reservatório equivalente (6). A cada mês do período em estudo, a decisão operativa dependerá de duas variáveis de estado:
 - A energia armazenada no sistema.
 - A "tendência hidrológica", representada pela energia afluente ao sistema no mês anterior.

A recursão de programação dinâmica estocástica também fornece a cada mês o valor esperado do custo futuro de operação associado à política ótima encontrada. A tabela correspondente ao final do período chuvoso conterá, portanto, os valores desejados em função da energia armazenada e da energia afluente ao reservatório equivalente.

- b) Os níveis dos reservatórios ao final do período chuvoso são obtidos através do modelo de simulação mencionado em 2.4.2.
- c) Para cada seqüência de afluições, será feita uma simulação individualizada com restrições de cheias e uma simulação que ignora estas restrições. Os respectivos custos futuros serão lidos da tabela correspondente ao final do período chuvoso calculada em (a). A diferença entre os valores corresponde ao custo de controle de cheia para a particular seqüência.

3.2 Aplicação

O procedimento acima foi aplicado à mesma configuração, mercado e afluições utilizadas no item 2.4.2. As tabelas de valor esperado de custo futuro foram calculadas a partir dos dados do Plano de Operação 81 GOOI (5). A tabela 3.2-1 fornece o valor médio da energia armazenada para períodos de recorrência de 10, 25 e 50 anos e para simulações sem controle de cheia. A tabela também apresenta o custo de

controle de cheia (diferença dos valores esperados de custo futuro de operação) para estes períodos de recorrência.

Pode-se observar que na faixa considerada o custo de controle de cheia cresce linearmente com o tempo de recorrência. Embora a perda de energia armazenada seja relativamente pequena, o custo associado é bastante elevado, variando de 70 a 250 milhões de cruzeiros. Apesar das imprecisões inerentes a esta estimativa, ela pode ser considerada otimista pois foi adotada a hipótese de que a mesma operação para controle de cheias seria implantada apenas no período 81-82. Por outro lado, é muito importante ressaltar que o custo de operação é composto de duas parcelas: o custo de geração térmica, associado ao consumo de combustível em cada unidade (nuclear, carvão, diesel, etc.) e o custo de deficit, que corresponde ao custo social de interrupção de fornecimento de energia. A estimativa do custo de deficit é de complexidade comparável a quantificação do prejuízo social devido a inundações e tem sido objeto de muitas investigações. Os critérios empregados pelo GCOI para arbitrar este custo estão descritos em (7). No presente estudo ele corresponde a cerca de 30 vezes o custo de geração da térmica mais cara (Carioba) e cerca de 280 vezes o custo de geração da térmica mais barata (Angra-I).

4- CONCLUSÃO

A metodologia de controle de cheia sugerida reduz o risco de emergência de um reservatório a um nível pré-fixado. A extensão feita para uma cascata de reservatórios mostra que as restrições de cheias não podem ser calculadas isoladamente. O custo de controle de cheias pode ser quantificado pelas despesas adicionais (geração térmica + deficit) ocasionadas pela redução de energia armazenada ao final do período chuvoso. Este custo foi calculado para vários níveis de risco e pode servir de base para comparação de alternativas de controle de cheia como, por exemplo, a construção de diques ou desapropriação de áreas. A decisão quanto ao nível de risco mais "adequado" envolve a avaliação dos benefícios sociais resultantes do controle das inundações. Esta questão é complexa e não foi abordada neste trabalho.

5- AGRADECIMENTOS

Este artigo resulta das atividades de pesquisa do projeto nº 7139 - CEPTEL, que recebe o apoio do DEOP - ELETROBRÁS.

Os autores agradecem ao DENE - ELETROBRÁS pelo fornecimento de dados e à Engenheira Leontina Maria Viana Graziadio Pinto pelo apoio dado nos estudos de simulação.

REFERÊNCIAS

- 1 - KELMAN, J.; DAMAZIO, J.M.; PEREIRA, M.V.F.; COSTA, J.P., 1980 - "Operação de um Reservatório para Controle de Cheias", Revista de Hidrologia e Recursos Hídricos.
- 2 - KELMAN, J., 1977 - "Stochastic Modeling of Hydrologic Intermittent Daily Processes", Fort Collins, Hydrology Papers Series, Paper nº 89.
- 3 - PINHEIRO, S.F.; PEREIRA, M.V.F., 1979 - "Manual do Usuário do Programa SIMULA", Relatório Técnico CEPEL nº 1531/79.
- 4 - DENE/ELETRORÁS - MISS: Configuração Sudeste + Sul, 80/90, Dados do Plano 95 - Mercado mais Provável.
- 5 - GCOI - Subcomite de Estudos Energéticos, 1980, Plano de Operação, 1981, SCEN - SE - S, 16/80.
- 6 - TERRY, L.A., et al, 1980, "Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral", Relatório Técnico CEPEL nº 1705/80.
- 7 - GCOI - Estudo de Risco de Deficit na Operação de Sistemas Hidrotérmicos - SCEN - GTMC - 02/79.

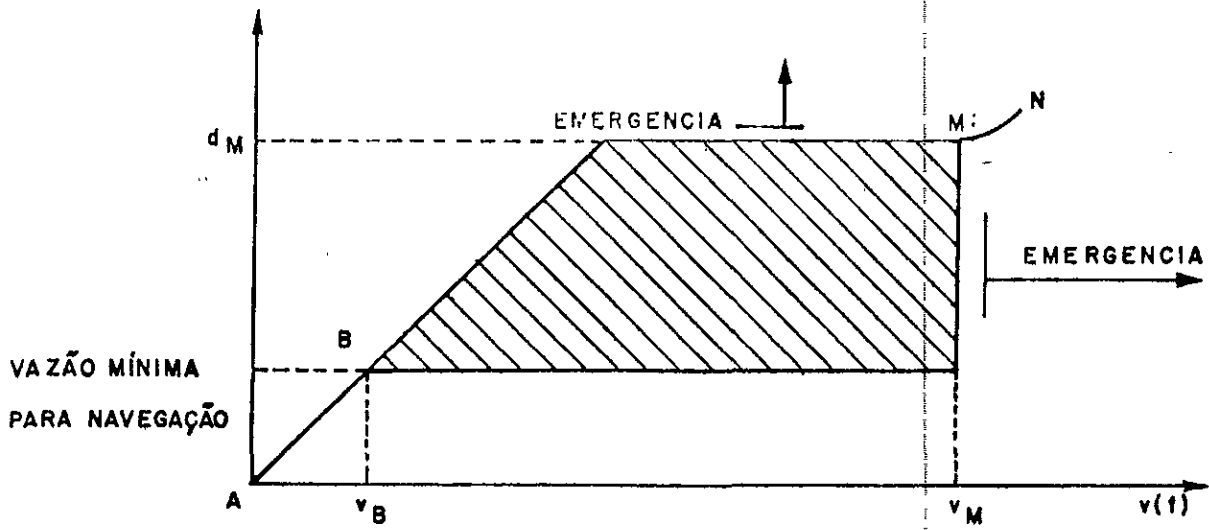


FIGURA 2.1-1 - REGIÃO VIÁVEL

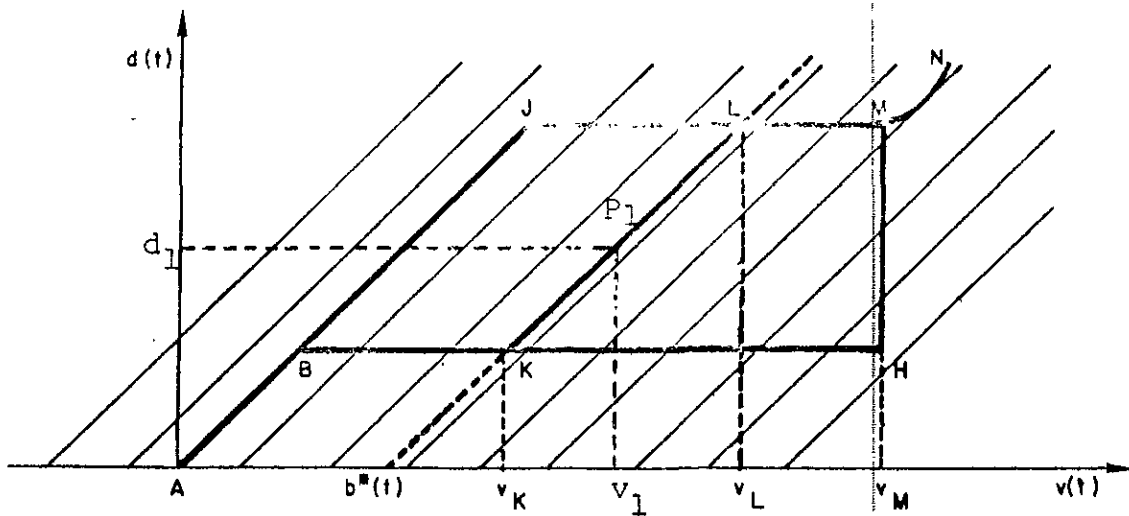


FIGURA 2.2-1 - DETERMINAÇÃO DA REGIÃO KLMHL

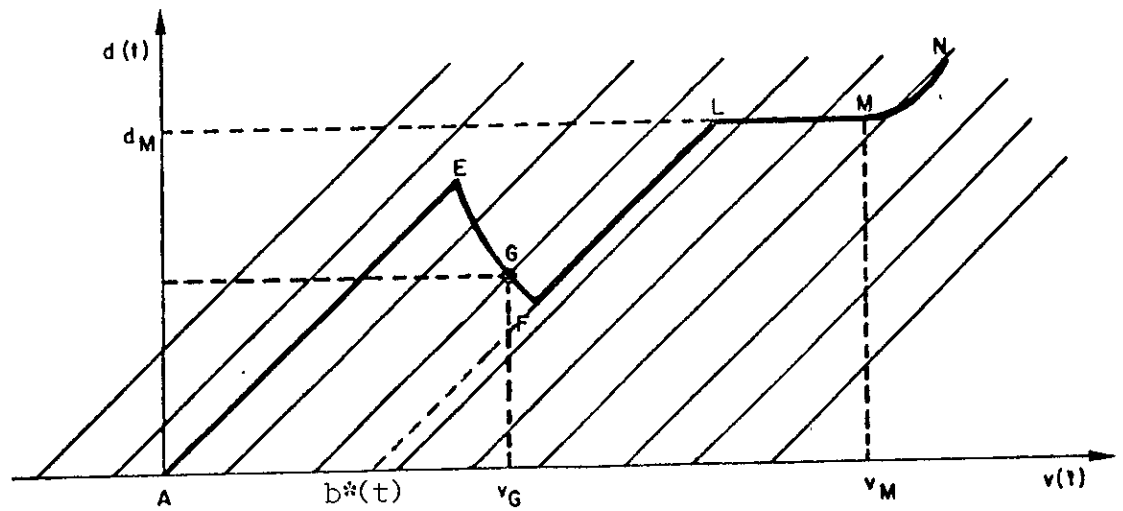


FIGURA 2.2.1-1 - REGRA QUE INCORPORA AS RESTRIÇÕES
ÀS REGRAS DE OPERAÇÃO ENERGÉTICA

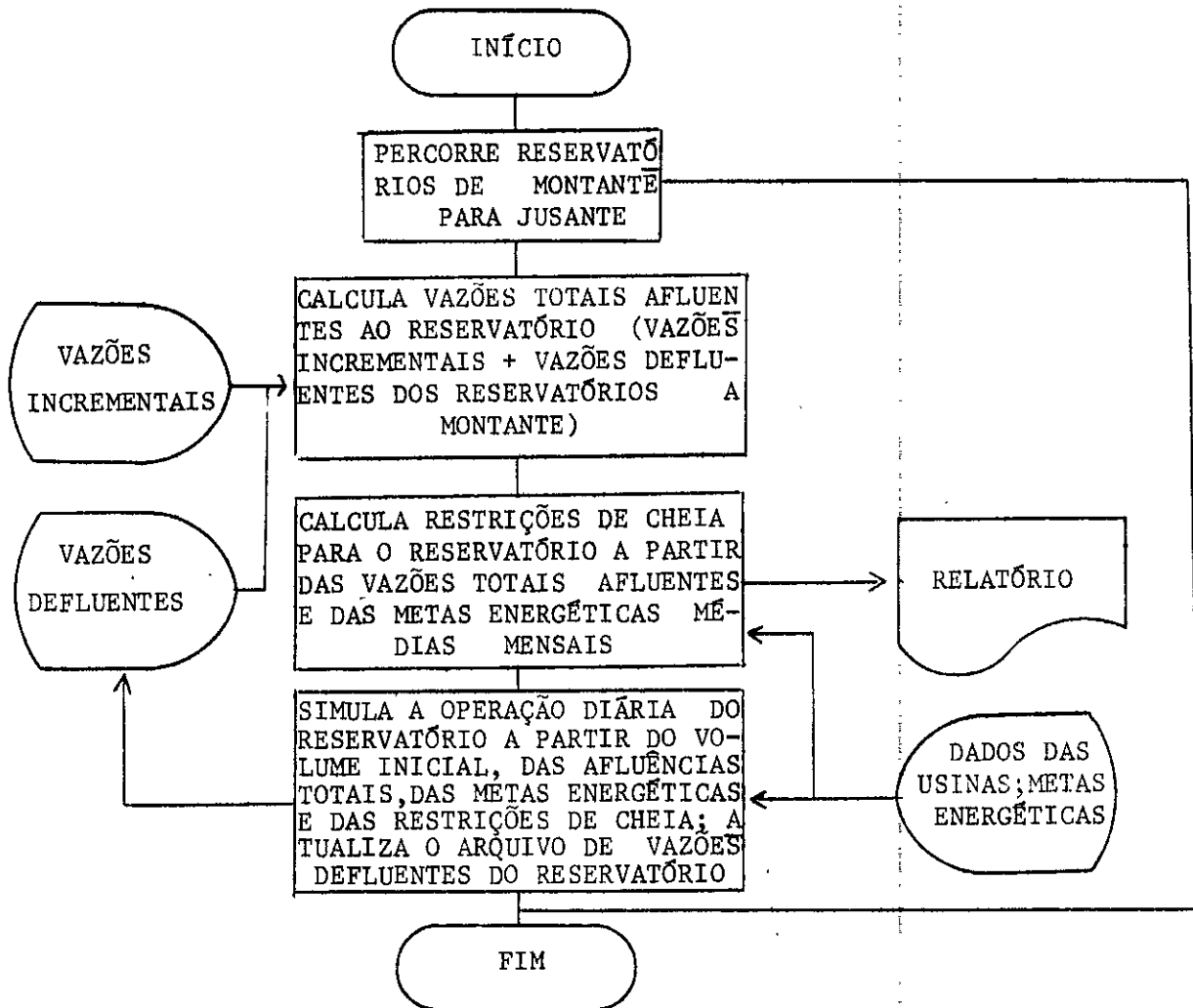


FIGURA 2.3-1 - METODOLOGIA PARA UMA CASCATA DE RESERVATÓRIOS

USINAS	VOLUME TOTAL ($10^9 m^3$)	VOLUME ÚTIL ($10^9 m^3$)	ÁREA DE DRENAGEM (km^2)	POTÊNCIA INSTALADA (Mw)	d_M - VAZÃO DE RESTRIÇÃO (m^3/s)
FURNAS	22,950	17,217	52 300	1312	4000
MARIMBONDO	6,150	5,260	118 488	1488	7500

TABELA 2.4-1 - DADOS DE FURNAS E MARIMBONDO

USINA	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL
FURNAS	1120	849	551	576	607	857	747
MARIMBONDO	1489	1488	1788	2011	1790	1777	1637

TABELA 2.4.1-1 - REGRA DE OPERAÇÃO ENERGÉTICA (m^3/s)

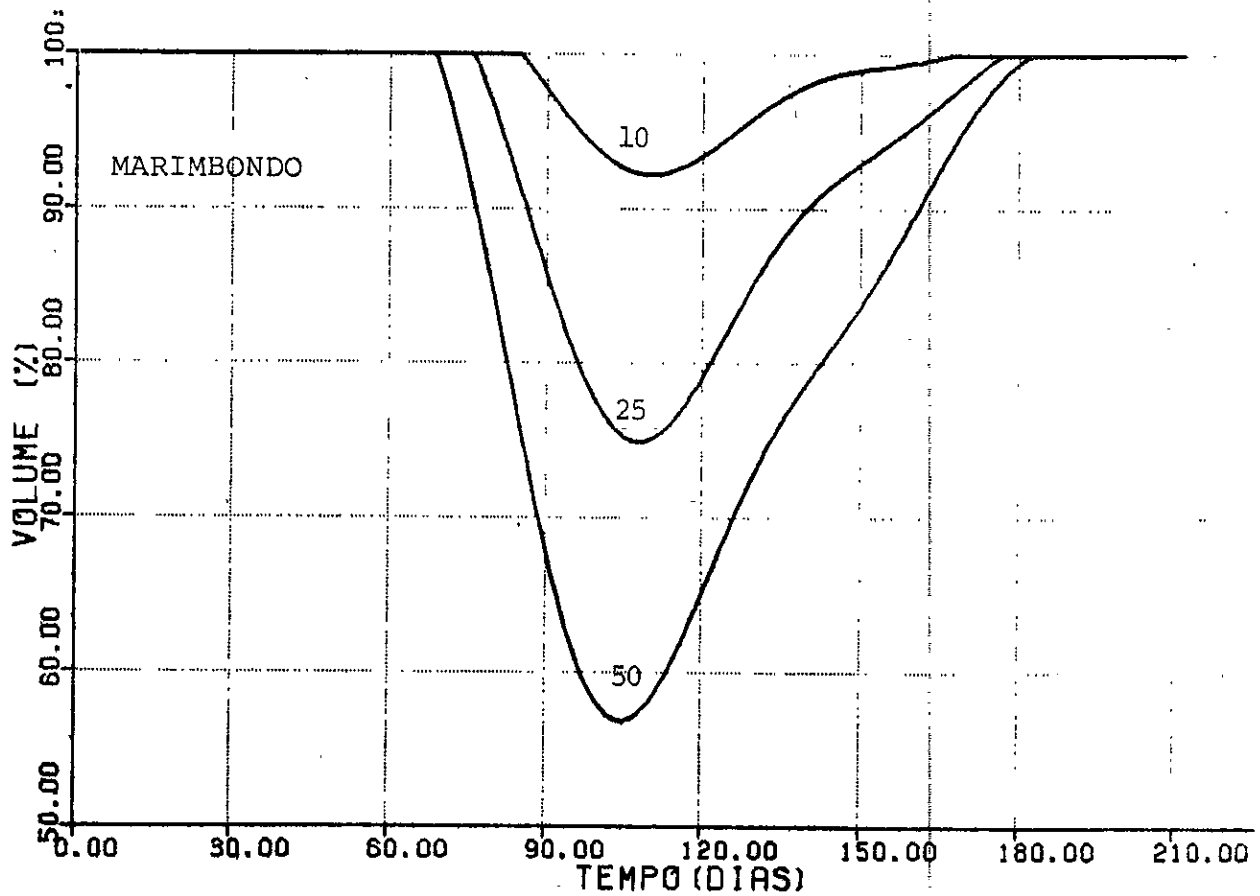
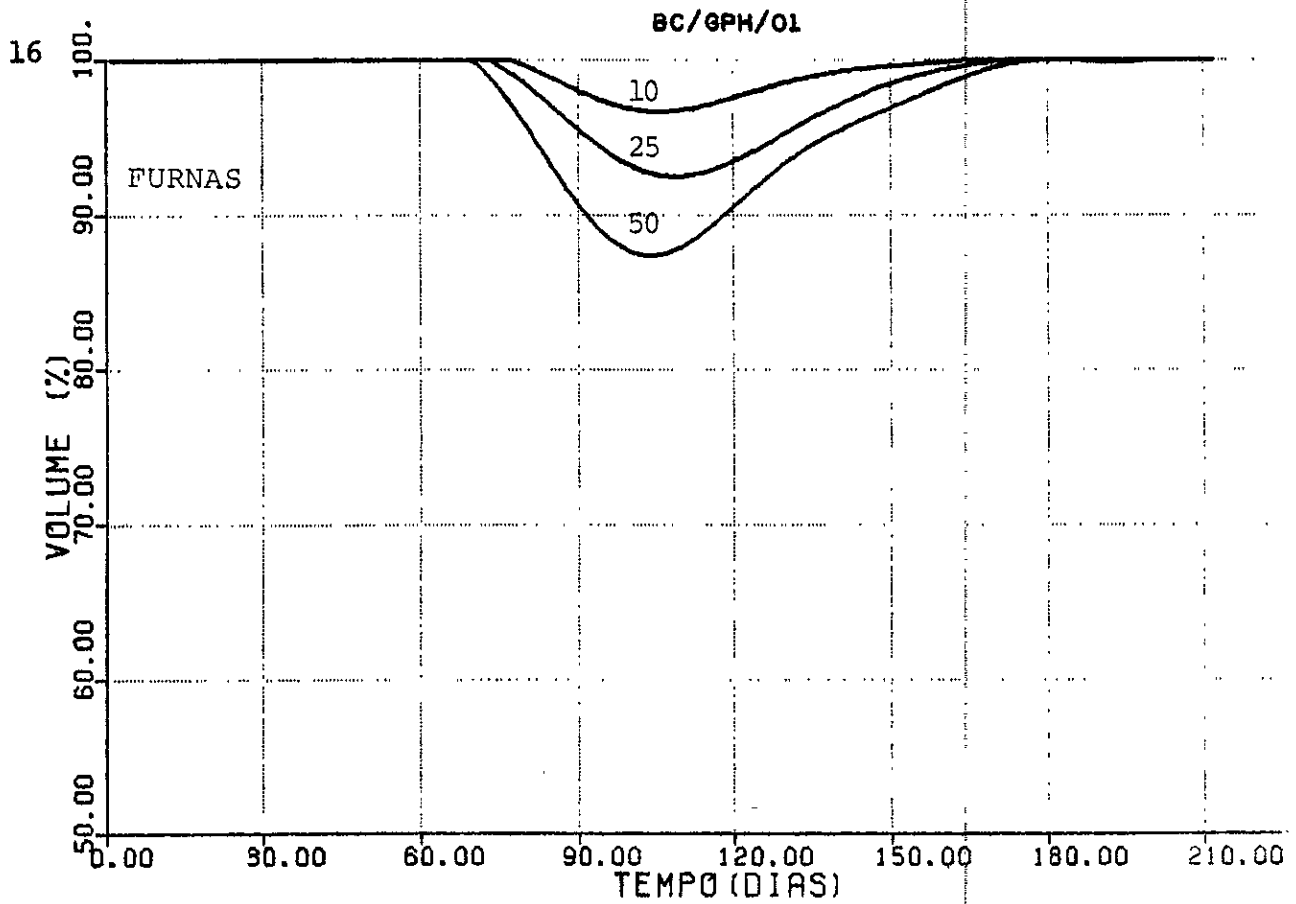


FIGURA 2.4.1-1 - $v_L(t)$ PARA FURNAS E MARIMBONDO PARA PERÍODOS DE RETORNO DE 10, 25 e 50 ANOS

<u>NÚMERO</u>	<u>USINA</u>	<u>USINA A JUSANTE</u>	<u>VOLUME MÁXIMO (10⁶m³)</u>	<u>VOLUME MÍNIMO (10⁶m³)</u>	<u>POTÊNCIA (Mw)</u>	<u>VOLUME INICIAL (FRAÇÃO DO VOLUME ÚTIL)</u>
1	CAMARGOS	2	792.0	120.0	48.	0.940
2	ITUTINGA	6	12.0	12.0	55.	1.000
6	FURNAS	7	22950.0	5733.0	1312.	1.000
7	PEIXOTO	8	4040.0	1540.0	478.	0.940
8	ESTREITO	9	1340.0	1340.0	1104.	1.000
9	JAGUARA	11	450.0	450.0	431.	1.000
11	VOLTA GRANDE	12	2150.0	2150.0	380.	1.000
12	P. COLOMBIA	17	1450.0	1450.0	328.	1.000
14	GRAMINHA	15	555.0	51.0	80.	0.880
15	E. CUNHA	16	14.0	14.0	82.	1.000
16	LIMOEIRO	17	25.0	25.0	32.	1.000
17	MARIMBONDO	18	6150.0	890.0	1488.	0.940
18	A. VERMELHA	34	11025.0	5856.0	1380.	0.920
24	EMBORCAÇÃO	31	17636.0	4621.0	0.	0.900
31	ITUMBIARA	32	17027.0	3360.0	1200.	0.940
32	C. DOURADA	33	660.0	660.0	439.	1.000
33	SÃO SIMÃO	34	12580.0	7000.0	1680.	0.880
34	I. SOLTEIRA	45	21060.0	8232.0	3230.	0.940
37	B. BONITA	38	3135.0	569.0	141.	0.940
38	BARIRI	39	544.0	544.0	143.	1.000
39	IBITINGA	40	985.0	985.0	132.	1.000
40	PROMISSÃO	45	7296.0	5168.0	264.	0.940
45	JUPIA	46	3680.0	3680.0	1411.	1.000
47	JURUMIRIM	49	6636.0	3598.0	98.	0.880
49	XAVANTES	50	8795.0	5754.0	414.	0.920
50	L.N.GARCEZ	61	48.0	48.0	70.	1.000
61	CAPIVARA	62	10541.0	4817.0	640.	0.880
116	CUBATÃO	0	1401.0	0.0	880.	1.000
120	JAGUARI	123	1236.0	443.0	28.	0.990
121	PARAIBUNA	122	4732.0	2096.0	85.	0.277
122	STA. BRANCA	123	434.0	0.0	0.	0.542
123	FUNIL-PARAIBA	125	726.0	120.0	222.	1.000
125	STA. CECILIA	130	0.0	0.0	0.	1.000
130	I. POMBOS	301	8.0	8.0	164.	1.000
131	NILO PEÇANHA	133	33.0	33.0	380.	1.000
132	LAGES	133	600.0	0.0	175.	0.991
133	P. COBERTA	0	22.0	22.0	100.	1.000
134	SALTO GRANDE-MG	144	78.0	78.0	103.	1.000
144	MASCARENHAS	0	0.0	0.0	123.	1.000
155	TRÊS MARIAS	0	19528.0	4250.0	397.	0.940

TABELA 2.4.2-1 - CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA SUDESTE

1981/1982

<u>MÊS</u>	<u>MERCADO DE ENERGIA (Mw MÉDIOS)</u>
OUTUBRO/81	11966
NOVEMBRO/81	11854
DEZEMBRO/81	11708
JANEIRO/82	11602
FEVEREIRO/82	11994
MARÇO/82	12434
ABRIL/82	12223

TABELA 2.4.2-2 - MERCADOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO

M A R I M B O N D O

F U R N A S

A'0	SEM CONTROLE	TR = 10 ANOS	TR = 25 ANOS	TR = 50 ANOS	SEM CONTROLE	TR = 10 ANOS	TR = 25 ANOS	TR = 50 ANOS
1943	PERÍODO	28 JAN-30 JAN	-	-	-	-	-	-
	Duração (Dias)	3	-	-	-	-	-	-
	Pico (m ³ /s)	4330	-	-	-	-	-	-
	Data do Pico	29 JAN	-	-	-	-	-	-
1946	Volume Total 10 ⁹ m ³	1,09	-	-	-	-	-	-
	PERÍODO	05 JAN-15 JAN	10 JAN-15 JAN	-	07 JAN-14 JAN	-	-	-
	Duração (Dias)	11	6	-	8	-	-	-
	Pico (m ³ /s)	5577	5398	-	8658	-	-	-
1947	Data do Pico	10 JAN	11 JAN	-	09 JAN	-	-	-
	Volume Total 10 ⁹ m ³	4,71	2,50	-	5,79	-	-	-
	PERÍODO	15 MAR-29 MAR	16 MAR-29 MAR	19 MAR-29 MAR	15 MAR-29 MAR	16 MAR-29 MAR	18 MAR-29 MAR	21 MAR-29 MAR
	Duração (Dias)	15	14	11	15	14	12	9
1960	Pico (m ³ /s)	5948	5948	5948	9358	9358	9358	9358
	Data do Pico	24 MAR	24 MAR	24 MAR	25 MAR	25 MAR	25 MAR	25 MAR
	Volume Total x 10 ⁹ m ³	6,01	5,67	4,96	11,19	10,50	9,03	6,79
	PERÍODO	16 JAN	-	-	-	-	-	-
1960	Duração (Dias)	1	-	-	-	-	-	-
	Pico (m ³ /s)	4044	-	-	-	-	-	-
	Data do Pico	16 JAN	-	-	-	-	-	-
	Volume Total x 10 ⁹ m ³	3,49	-	-	-	-	-	-
1960	PERÍODO	20 FEV-24 FEV	22 FEV-24 FEV	-	20 FEV-24 FEV	23 FEV-25 FEV	-	-
	Duração (Dias)	5	3	-	5	3	-	-
	Pico (m ³ /s)	4572	4356	-	8345	7830	-	-
	Data do Pico	21 FEV	23 FEV	-	21 FEV	23 FEV	-	-
Volume Total x 10 ⁹ m ³	1,88	1,09	-	3,49	2,00	-	-	

TABELA 2.4.2-3 - EFEITO DO CONTROLE DE CHEIAS

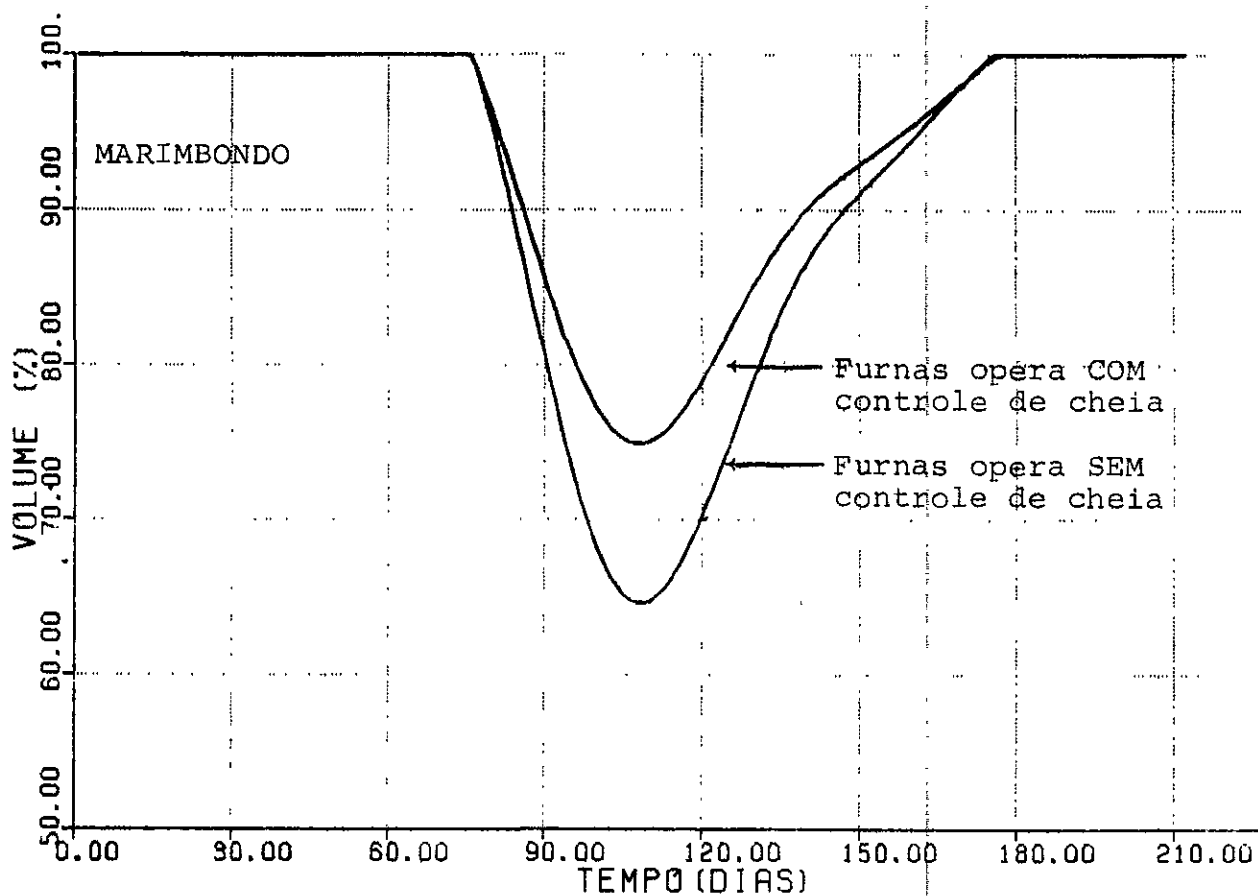


FIGURA 2.4.3-1 - INFLUÊNCIA EM MARIMBONDO DA OPERAÇÃO DE FURNAS PARA UM PERÍODO DE RECORRÊNCIA DE 25 ANOS

<u>PERÍODO DE RECORRÊNCIA</u>	<u>ENERGIA ARMAZENADA MÉDIA (Mwmes)</u>	<u>ENERGIA ARMAZENADA MÉDIA (%)</u>	<u>CUSTO DE CONTROLE DE CHEIA [(Cr\$ Set/80)x10⁶]</u>
Sem Controle de Cheia	70962	96.7	-
10	70617	96.2	72
25	70389	95.9	138
50	70015	95.4	248

TABELA 3.2-1 - EFEITO HIDROENERGÉTICO DE CONTROLE DE CHEIA

