

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Instituto de Pesquisas Hidráulicas

# **OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE UM RESERVATÓRIO PARA CONTROLE DE CHEIAS COM BASE NA PREVISÃO DE VAZÃO**

**JUAN MARTÍN BRAVO**

*Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental*

**Orientador:** Prof. Dr. Walter Collischonn

**Co-orientador:** Prof. Dr. Jorge Víctor Pilar

## **Banca Examinadora**

Prof. Afonso Henriques Moreira Santos	UNIFEI
Prof. Carlos André Bulhões Mendes	IPH/UFRGS
Prof. Antônio Eduardo Leão Lanna	IPH/UFRGS

Porto Alegre, abril de 2006

*O presente trabalho foi desenvolvido no Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, sob a orientação do prof. Walter Collischonn da Universidade Federal do Rio Grande do Sul e co-orientação do prof. Jorge Víctor Pilar da Universidad Nacional del Nordeste (Resistencia, Argentina).*

*Querido papá: mamá, Ale e yo  
siempre te recordaremos.*

† 31/12/1943 – 18/11/2004 .

*Quando um jornalista perguntou a Röntgen (físico que descobriu os raios X): “O que você pensou durante sua descoberta?”, ele respondeu: “Eu não pensei, eu investiguei”. A uma segunda pergunta: “Mas então o que são esses raios?”, Röntgen confessou: “Eu não sei!!”.*

*A Dança do Universo – Marcelo Gleiser.*

# AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a minha família, por dar-me a oportunidade de chegar até este momento tão importante. Senão fosse por eles, nada disto teria acontecido. A minha mãe, a meu pai e a meu irmão, que por todo sacrifício passado em suas vidas moldaram meu espírito de nunca me dar por vencido, uma característica indispensável, eu acho, para realizar qualquer atividade de pesquisa. Devo tudo a eles.

A meus orientadores e amigos, Dr. Walter Collischonn e Dr. Jorge Pilar. Foi uma honra para mim ter sido, e continuar sendo, orientado por estas duas excelentes pessoas, as quais contam com a minha maior admiração profissional. Uma mistura desses dois grandes pesquisadores eu gostaria de ser algum dia. Tomara que eu possa sê-lo!!!

A meus amigos de toda a vida, Marcelo Recalde, Marcelo Aquino, Germán Genovese, Fidel Juarez e Atilio Ramirez, por sempre me receber de braços abertos nas minhas voltas a casa, fazendo sentir-me como se nunca tivesse passado tanto tempo fora.

A três grandes amigos: Daniel Allasia, Rutinéia Tassi e Bruno Collischonn por sua hospitalidade e disposição para me ajudar em minha adaptação nesta grande cidade.

Aos amigos e colegas com os quais interagi no dia a dia nos últimos dois anos: Martín Delgado, Eder Nonnemacher, Adalberto Meller, Adriano Rolim da Paz, Benedito da Silva, Livia Nonnemacher e muitos outros.

A meus amigos da pensão batizada como a “Casa colombiana em Porto Alegre”, com quem convivo e convivi durante os dois últimos anos: Martín Romagnoli, Javier Amaya, Carlos Scuderi, Sandra Calderón, Mônica, Diego, Orlando, Teresa e Leandro.

Ao IPH pela educação proporcionada através de seus prestigiosos professores e por ambiente muito cordial de trabalho.

Finalmente, e sem diminuir sua importância, à Secretaria General de Ciencia y Técnica da Universidad Nacional del Nordeste (UNNE, Argentina) pela bolsa de estudo concedida. Ainda, aos integrantes do Dpto. de Hidráulica da Facultad de Ingeniería da UNNE, Carlos Depettris, Teresa Clemente, Alejandro Ruberto e Néstor Romero por ter sempre colaborado para facilitar minha participação no presente curso de pós-graduação.

# RESUMO

No presente trabalho foram avaliados os benefícios da previsão de vazão afluente de curto e longo prazo, na operação de um reservatório com dois usos conflitantes: geração de energia e controle de cheias.

A simulação da operação do reservatório foi realizada com base em dois tipos de modelos para avaliar os benefícios da previsão. Um modelo de operação sem previsão e outro com previsão de vazão afluente, este último desenvolvido no presente trabalho. Regras de operação simples, na forma de curvas-guia lineares, foram utilizadas nos casos de operação com e sem previsão de vazões afluentes. As curvas-guia foram otimizadas através de uma técnica de parametrização, simulação e otimização utilizando um algoritmo evolutivo semelhante a um algoritmo genético.

Como base para as análises foram utilizados dados relativos ao reservatório de Três Marias, no Rio São Francisco, principalmente pela disponibilidade de previsões reais de vazão de curto prazo a partir de um trabalho prévio. Essas previsões reais de vazão foram calculadas através de um modelo hidrológico distribuído que utiliza como dados de entrada, previsões de chuva do modelo atmosférico regional ETA.

Para avaliar o potencial benefício das previsões de vazão na operação do reservatório, foram realizados testes considerando às vazões afluentes observadas como “previsões perfeitas de vazão”.

Os resultados com previsões perfeitas de vazão mostram que pode haver um benefício relativo (incremento na geração de energia) de aproximadamente 8% (cerca de 4,77 milhões de dólares anuais), se forem utilizadas previsões de vazão de longo prazo com dois meses de antecedência, e se a operação for planejada com essa mesma antecedência. A operação baseada em previsões de prazos ou horizontes mais curtos apresenta benefícios inferiores, mas ainda assim significativos. Por exemplo, a previsão perfeita com frequência semanal e horizonte de 12 dias pode trazer um benefício de aproximadamente 4,45% (cerca de 2,75 milhões de dólares anuais). Esses benefícios foram obtidos com o mesmo desempenho no controle de cheias.

Posteriormente, foram realizados testes utilizando as previsões reais de vazão. Os benefícios obtidos com as previsões reais de curto prazo são inferiores aos benefícios obtidos com as previsões perfeitas de curto prazo, como era esperado. Entretanto, com as previsões reais de vazão, foram obtidos benefícios superiores a 50% dos que seriam esperados com a previsão perfeita (vazões observadas).

Os resultados obtidos são promissores e mostram que há vantagens evidentes na utilização de previsões de chuva para se obter previsões de vazão na operação de reservatórios com usos múltiplos, quando também é associada à otimização sistêmica de um aproveitamento hidrelétrico.

# ABSTRACT

This study assesses incremental benefits that might be obtained from the use of short-term and long-term streamflow forecasts in the operation of a multipurpose reservoir focusing in two water uses: flood control and power generation.

The Três Marias dam, in the São Francisco river basin, was selected for study, primarily because of the availability of short-term forecast data from previous work. This short-term forecast was calculated with a distributed hydrological model that uses precipitation forecast generated by ETA regional model as input data, and it will be referred to as real short-term forecast in this text.

In order to quantify the benefits of forecasts two simulation models of reservoir operation were developed. The first model defines the reservoir operation without using forecasts. Meantime, the second model considers available forecast in the operation. The time step used in simulation was one day. Operation rules, in the form of linear rule-curves were used in the reservoir operation with and without forecast. The rule-curves were optimized through a parameterization, simulation and optimization approach with the SCE-UA algorithm (Duan et al., 1992).

The results with “perfects” forecasts (considering observed flows as a forecast) show that can exist a 8% improvement in hydropower benefits (representing \$4,77 million by year) if long-term forecasts are considered with two months lead time, and the operation is set with this lead time. The operation based in short-term forecasts has less benefits, but still significant. For example, a short-term forecast with a 12 days lead time made every week has an incremental hydropower benefit of 4,45%, representing \$2,75 million by year. Those benefits were achieved without loss of performance in the flood control.

The benefits achieved with real short-term forecasts were lower than those with perfects short-term forecasts, as expected. However, with the real short-term forecasts still were achieved benefits that could be as higher as half than those expected with the perfect flow forecasts and, consequently, the reduction of increase benefit is relatively small in the period analyzed.

The results achieved are promising and show evident advantages in using precipitation forecasts to perform streamflow forecasts in the operation of a multipurpose reservoir when is also associated to the systemic optimization of the reservoir operation.

# SUMÁRIO

<b>1- INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1- Justificativa da pesquisa .....	2
1.2- Objetivo .....	4
1.3- Organização do trabalho .....	4
<b>2- OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS .....</b>	<b>6</b>
2.1- Operação de reservatórios .....	6
2.1.1- Curva-guia para controle de cheias e volume de espera.....	8
2.1.2- Técnicas para a definição do volume de espera utilizadas no Brasil.....	9
2.1.3- Discussão acerca das técnicas para definição de volumes de espera utilizadas no Brasil.....	16
2.2- Etapas da otimização da operação de reservatórios.....	20
2.2.1- Formulação do problema.....	20
2.2.2- Determinação de regras de operação “ótimas” .....	23
2.3- Programação heurística.....	25
<b>3- BENEFÍCIOS DA PREVISÃO .....</b>	<b>28</b>
3.1- Algumas definições de previsão hidrológica.....	28
3.2- Estudos anteriores sobre os benefícios da previsão .....	29
3.3- Modelos de simulação da operação de reservatórios com base na previsão.....	30
3.4- Benefícios esperados da previsão de vazão .....	33
<b>4- METODOLOGIA.....</b>	<b>35</b>
4.1- Modelo de balanço hídrico do reservatório.....	35
4.2- Algoritmo de otimização da curva-guia.....	38
4.3- Modelo de operação com base na previsão de vazão.....	44
4.3.1- Módulo de previsão de operação .....	45
4.3.2- Módulo de operação real .....	54
4.3.3- Otimização da operação do reservatório com base na previsão de vazão.....	54
4.4- Resumo da metodologia.....	55
<b>5- APLICAÇÃO DA METODOLOGIA .....</b>	<b>57</b>
5.1- O estudo de caso.....	57
5.2- Dados do estudo de caso .....	59
5.2.1- Informações sobre a barragem e o reservatório.....	59
5.2.2- Restrições de operação.....	62
5.2.3- Informações hidrológicas.....	62
5.2.4- Previsões reais de vazão afluyente ao reservatório .....	64
5.3- Avaliação dos benefícios da previsão perfeita de vazão .....	66
5.3.1- Otimização da curva-guia sem previsão .....	68
5.3.2- Otimização da curva-guia com previsão perfeita.....	71
5.4- Avaliação dos benefícios da previsão real de vazão .....	72
5.5- Análise de sensibilidade do volume útil do reservatório .....	73
5.6- Resumo de aplicação da metodologia.....	75

<b>6- RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>77</b>
6.1- Benefícios da previsão perfeita de vazão .....	77
6.1.1- Resultados sem previsão .....	77
6.1.2- Resultados com previsão perfeita.....	81
6.2- Benefícios da previsão real de vazão .....	90
6.3- Resultados da análise de sensibilidade do volume útil do reservatório .....	95
<b>7- CONCLUSÕES .....</b>	<b>98</b>
<b>8- RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>102</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>104</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>112</b>
Anexo 1: Critério de parada do algoritmo SCE-UA.....	112
Anexo 2: Verificação da aplicabilidade do algoritmo SCE-UA .....	114
Determinação de curva-guia “ótima” .....	114
Avaliação da eficiência e eficácia do algoritmo SCE-UA .....	120
Anexo 3: Cotogramas das simulações de operação com base na previsão.....	123
Anexo 4: Detalhes das quebras de restrição no período 1964 a 2001 .....	135

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Curvas-guia num reservatório com múltiplos usos. ....	7
Figura 2: Exemplo de curva-guia com volume de espera variável durante o ano. ....	9
Figura 3: Curva volume-duração (VA) e definição manual do volume de espera. ....	10
Figura 4: Curva volume-duração definida para uma probabilidade $\alpha$ de não amortecimento de cheia de um ano ou período chuvoso (adaptada de Kelman, 1987). ....	11
Figura 5: Evolução do volume de espera para o ano $i$ (adaptada de Kelman, 1987). ....	13
Figura 6: Curva limite em função de $n$ trajetórias críticas ( $n=4$ ). ....	14
Figura 7: Curva limite considerando a retirada de trajetórias críticas com as maiores taxas de reenchimento. ....	15
Figura 8: Evento de projeto e trajetória crítica do evento de projeto no exemplo hipotético. ....	17
Figura 9: Resultados da operação do reservatório, no exemplo hipotético, quando ocorrer um evento menor ao de projeto (linha preta: evento da primeira análise e trajetória crítica desse evento; linha cinza: evento de projeto e trajetória crítica desse evento; linha verde: volume do reservatório quando operado com base à trajetória crítica de projeto e ocorrência do evento da primeira análise). ....	18
Figura 10: Resultados da operação do reservatório, no exemplo hipotético, quando ocorrer um evento menor ao de projeto (linha preta: evento da segunda análise e trajetória crítica desse evento; linha cinza: evento de projeto e trajetória crítica desse evento; linha verde: volume do reservatório quando operado com base à trajetória crítica de projeto e ocorrência do evento da segunda análise). ....	18
Figura 11: Resultados da operação do reservatório, no exemplo hipotético, quando ocorrer um evento maior ao de projeto (linha preta: evento da terceira análise e trajetória crítica desse evento; linha cinza: evento de projeto e trajetória crítica desse evento; linha verde: volume do reservatório quando operado com base à trajetória crítica de projeto e ocorrência do evento da terceira análise). ....	19
Figura 12: Curva-guia parametrizada através de segmentos de retas. ....	26
Figura 13: Benefícios da previsão perfeita de vazão de longo prazo em função do quociente: volume do sistema e volume afluente médio anual (Adaptado de Maurer e Lettenmaier, 2004). ....	30
Figura 14: Esquema da diferença esperada entre uma curva-guia desenvolvida para operação sem previsão e uma curva-guia desenvolvida para operação com previsão de vazão. ....	34
Figura 15: Principais variáveis intervenientes na operação de um reservatório. ....	35
Figura 16: Curva-guia parametrizada, representada por segmentos de retas. ....	39
Figura 17: Alternativas na geração do novo indivíduo num sub-complexo. ....	43
Figura 18: Caso A: O nível da água não supera a curva-guia em nenhum momento ao longo do horizonte de previsão. ....	46
Figura 19: Caso B: O nível da água supera a curva-guia em pelo menos um intervalo de tempo ao longo do horizonte de previsão, porém no último intervalo de tempo o nível do reservatório está abaixo da curva-guia. ....	47

Figura 20: Caso C: O nível da água supera a curva-guia no último intervalo de tempo do horizonte de previsão.....	47
Figura 21: Cotagramas do reservatório operado segundo a curva-guia (linha azul) e com vertimentos reduzidos (linha verde).....	49
Figura 22: Cotagramas do reservatório operado segundo a curva-guia (linha azul) e com vertimentos reduzidos (linha verde) numa situação em que a região de proteção é invadida no horizonte de previsão.....	49
Figura 23: Exemplo de cotagrama original no reservatório, resultante do passo 1 (linha azul) e cotagrama resultante da operação com vertimentos antecipados e alterados (linha vermelha)..	50
Figura 24: Exemplo de situação em que mesmo antecipando e aumentando os vertimentos ao máximo admitido pelas restrições não é possível evitar que o cotagrama no reservatório supere a curva-guia. ....	51
Figura 25: Exemplo de situação em que antecipando e aumentando os vertimentos apenas após o tempo $t+freq$ é possível evitar que o cotagrama no reservatório supere a curva-guia. ....	52
Figura 26: Exemplo de cotagrama com vertimentos alterados corrigidos.....	53
Figura 27: Exemplo de cotagrama com alteração ideal dos vertimentos (linha verde).....	53
Figura 28: Esquema da configuração espacial do sistema analisado.....	58
Figura 29: Curva de descarga do vertedor considerando apenas uma comporta com diferentes aberturas (a envoltória superior representa a condição da comporta completamente aberta)....	60
Figura 30: Relação entre o nível da água no reservatório e a vazão turbinada adotada neste trabalho. ....	61
Figura 31: Vazões diárias afluentes ao reservatório de Três Marias, no período de 1931 a 2001.....	63
Figura 32: Sazonalidade da vazão do rio São Francisco afluente ao reservatório de Três Marias (hidrogramas de cada ano da serie no período 1931 a 2001).....	63
Figura 33: Exemplo de previsão de vazão afluente a Três Marias com horizonte de 14 dias, com início no dia 12/12/2001 e final no dia 25/12/2001, a linha preta é a vazão afluente observada; a linha azul é a vazão prevista considerando chuva zero; a linha vermelha é a vazão prevista com base na chuva observada; a linha verde é a vazão prevista com base na chuva prevista pelo modelo ETA – 10 dias (Silva, 2005).....	65
Figura 34: Previsões de vazão semanal com uma semana de antecedência para Três Marias no período de janeiro de 1996 a outubro de 1999 sendo a linha preta: vazão natural; linha verde: previsões de vazão baseadas nas previsões de chuva do modelo ETA; linha vermelha: previsões de vazão baseadas nas chuvas observadas (Silva, 2005).....	65
Figura 35: Previsões de vazão semanal com uma semana de antecedência para Três Marias no período de junho de 1999 a novembro de 2001 sendo a linha preta: vazão natural; linha verde: previsões de vazão baseadas nas previsões de chuva do modelo ETA; linha vermelha: previsões de vazão baseadas nas chuvas observadas (Silva, 2005).....	66
Figura 36: Estrutura metodológica para avaliação dos benefícios da previsão perfeita de vazão. ....	67
Figura 37: Esquema de datas e cotas para otimização dos parâmetros da curva-guia otimizada para a operação sem previsão com dados de vazão de 1931 a 1964, na forma de segmentos de reta...69	69
Figura 38: Esquema de datas e cotas para otimização dos parâmetros da curva-guia otimizada para a operação sem previsão com dados de vazão de 1964 a 2001, na forma de segmentos de reta...70	70
Figura 39: Estrutura metodológica para avaliação dos benefícios da previsão real de vazão. ....	72
Figura 40: Estrutura metodológica para a análise de sensibilidade do volume útil do reservatório..	74

Figura 41: Curvas-guia obtidas por otimização na situação de operação sem previsão nos períodos de 1931 a 1964 (SP31-64) e 1964 a 2001 (SP64-01).....	77
Figura 42: Cotograma do reservatório resultante da simulação do período de 1931 a 1964 utilizando a curva-guia SP31-64. ....	78
Figura 43: Cotograma do reservatório resultante da simulação do período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia SP31-64 (as setas indicam as quebras da restrição relativa à cota limite do reservatório para evitar inundações na cidade de montante).....	79
Figura 44: Cotograma do reservatório resultante da simulação do período de 1931 a 1964 utilizando a curva-guia SP64-01 (a seta indica a quebra da restrição relativa à cota limite do reservatório para evitar inundações na cidade de montante).....	79
Figura 45: Cotograma do reservatório resultante da simulação do período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia SP64-01. ....	80
Figura 46: Curvas-guia otimizadas com base no período de 1931 a 1964, para operação com previsão, comparadas à curva-guia otimizada para o caso de operação sem previsão com os dados do mesmo período (linha azul).....	81
Figura 47: Curvas-guia otimizadas com base no período de 1931 a 1964, para operação com previsão. ....	82
Figura 48: Curvas-guia otimizadas com base no período de 1964 a 2001, para operação com previsão, comparadas à curva-guia otimizada para o caso de operação sem previsão com os dados do mesmo período (linha azul).....	82
Figura 49: Influência do horizonte de previsão e da frequência de previsão nos benefícios obtidos na simulação da operação com base na previsão. Resultados da simulação da operação no período 1931 a 1964 utilizando as curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001.....	85
Figura 50: Influência do horizonte de previsão e da frequência de previsão nos benefícios obtidos na simulação da operação com base na previsão. Resultados da simulação da operação no período 1964 a 2001 utilizando as curvas-guia otimizadas no mesmo período. ....	85
Figura 51: Curvas-guia para uma mesma frequência (1 dia) e diferentes horizontes de previsão (7, 12 e 30 dias). Curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001.....	86
Figura 52: Curvas-guia para um mesmo horizonte (30 dias) e diferentes frequências de previsão (1, 7 e 30 dias). Curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001.....	87
Figura 53: Cotogramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-12 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).....	87
Figura 54: Cotogramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-12 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964). As setas indicam as quebras da restrição relativa à cota limite do reservatório para evitar inundações na cidade de montante. ....	88
Figura 55: Cotogramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-12 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).....	88
Figura 56: Cotogramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-12 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).....	89
Figura 57: Cotogramas do reservatório operado sem previsão; com previsão perfeita de vazão e com previsão real no período de 1996 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).92	
Figura 58: Cotogramas do reservatório operado sem previsão; com previsão perfeita de vazão e com previsão real no período de 1996 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).93	

Figura 59: Diferença entre o nível do reservatório e a cota limite durante as situações de quebra de restrição na simulação de operação sem previsão (azul) e com previsão real (rosa). ....	94
Figura 60: Benefícios da previsão perfeita de vazão de longo prazo em função do quociente: volume do sistema e volume afluente médio anual (Adaptado de Maurer e Lettenmaier, 2004).....	97

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias.....	59
Tabela 2: Relação entre nível da água no reservatório e vazão turbinada adotada neste trabalho. ...	61
Tabela 3: Evaporação líquida média mensal do reservatório Três Marias (Brandão, 2004).....	64
Tabela 4: Valores das cotas correspondentes aos limites, inferior e superior, do intervalo de busca dos parâmetros a ser otimizados no período P31-64.....	69
Tabela 5: Valores das cotas correspondentes aos limites, inferior e superior, do intervalo de busca dos parâmetros a ser otimizados no período P64-01.....	70
Tabela 6: Lista de curvas-guia otimizadas de acordo com a combinação de período de dados utilizado e de horizonte e frequência da previsão. ....	71
Tabela 7: Relações Cota-Área-Volume utilizadas na verificação da influência do volume útil nos benefícios obtidos com a previsão perfeita de vazão afluente de longo prazo.....	74
Tabela 8: Benefícios econômicos totais e quebras de restrição na simulação de operação do reservatório sem previsão, segundo diferentes curvas-guia, em diferentes períodos da série histórica de vazões afluentes. ....	78
Tabela 9: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia SP31-64. ....	80
Tabela 10: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).....	83
Tabela 11: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).....	83
Tabela 12: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no mesmo período).....	84
Tabela 13: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).....	84
Tabela 14: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia C7-12P31-64.....	89
Tabela 15: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia C7-30P31-64.....	90
Tabela 16: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia C30-60P31-64.....	90
Tabela 17: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período janeiro de 1996 até novembro de 2001 (curvas-guia otimizadas para o período de 1964 a 2001). ....	91
Tabela 18: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período janeiro de 1996 até novembro de 2001 (curvas-guia otimizadas para o período de 1931 a 1964). ....	93
Tabela 19: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias. ....	95

Tabela 20: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-1,5V. ....	95
Tabela 21: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-2V. ....	96
Tabela 22: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-3V. ....	96
Tabela 23: Quociente entre o volume (útil) do sistema (VU) e o volume afluente médio anual (VAM). ....	96

# LISTA DE SÍMBOLOS

AMANDA	Modelo de simulação da operação de um reservatório com base na previsão de vazão afluente.
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
ETA	Modelo atmosférico regional
ONS	Operador Nacional do Sistema
PD	Programação dinâmica
PDE	Programação dinâmica estocástica
PL	Programação lineal
PNL	Programação não lineal
PRF	Programação por redes de fluxo
SCE-UA	Algoritmo de otimização (Shuffled complex evolution algorithm – University of Arizona)
$\alpha$	Probabilidade de falha no amortecimento de cheia de um ano
$\alpha'$	Parâmetro do algoritmo SCE-UA: número de vezes em que os passos de evolução de cada sub-complexo são realizados
$\beta$	Parâmetro do algoritmo SCE-UA: número de vezes em que os passos de evolução de cada complexo são realizados
A	Área do reservatório para um volume V
$A^k$	Complexo k numa iteração do algoritmo SCE-UA
$C_\alpha$	Conjunto de trajetórias críticas que não se encontrarão protegidas pelo volume de espera alocado
$C_i$	Ordenada (cota) do ponto extremo i de uma reta na parametrização da curva-guia (espaço tempo-cota)
C-A-V 1,5	Relação Cota-Área-Volume obtida multiplicando o volume da relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias por 1,5
C-A-V 2	Relação Cota-Área-Volume obtida multiplicando o volume da relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias por 2,0
C-A-V 3	Relação Cota-Área-Volume obtida multiplicando o volume da relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias por 3,0
C1-7P31-64	Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão

- perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64. A previsão tem uma frequência de 1 dia e um horizonte de 7 dias
- C1-7P64-01 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01. A previsão tem uma frequência de 1 dia e um horizonte de 7 dias
- C1-12P31-64 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64. A previsão tem uma frequência de 1 dia e um horizonte de 12 dias
- C1-12P64-01 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01. A previsão tem uma frequência de 1 dia e um horizonte de 12 dias
- C1-30P31-64 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64. A previsão tem uma frequência de 1 dia e um horizonte de 30 dias
- C1-30P64-01 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01. A previsão tem uma frequência de 1 dia e um horizonte de 30 dias
- C7-12P31-64 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64. A previsão tem uma frequência de 7 dias e um horizonte de 12 dias
- C7-12P64-01 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01. A previsão tem uma frequência de 7 dias e um horizonte de 12 dias
- C7-30P31-64 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64. A previsão tem uma frequência de 7 dias e um horizonte de 30 dias
- C7-30P64-01 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01. A previsão tem uma frequência de 7 dias e um horizonte de 30 dias
- C30-30P31-64 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64. A previsão tem uma frequência de 30 dias e um horizonte de 30 dias
- C30-30P64-01 Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01. A previsão tem uma frequência de 30 dias e um horizonte de 30 dias

C30-60P31-64	Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64. A previsão tem uma frequência de 30 dias e um horizonte de 60 dias
C30-60P64-01	Denominação da curva-guia de operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01. A previsão tem uma frequência de 30 dias e um horizonte de 60 dias
D	Duração do evento
$D_t$	Demanda no intervalo t
$\Delta t$	Intervalo de tempo
$E_{i,t}$	Quantidade de energia gerada no intervalo t, na usina i
$ET_t$	Máxima quantidade de energia que pode ser gerada por um conjunto de usinas
$E_t$	Evaporação líquida diária no tempo t
FO	Função-objetivo
freq	Frequência da previsão de vazão
H	Último intervalo de tempo considerado no cálculo da curva volume-duração
$H_t$	Nível da água do reservatório
$H_{cf}$	Nível da água a jusante da barragem, considerada constante e igual a 518,0m
$H_{max}$	Valor da restrição que limita o nível da água no reservatório para evitar inundações na cidade de montante
$H_{seg}$	Parâmetro do modelo AMANDA que reflete o grau de confiança nas previsões de vazão afluente ao reservatório
Horiz	Horizonte da previsão de vazão
m	Parâmetro do algoritmo SCE-UA: número de indivíduos em cada complexo
N	Número de intervalos de tempo da simulação
n	Número de séries sintéticas (e de trajetórias críticas) de vazão afluente sendo consideradas
p	Parâmetro do algoritmo SCE-UA: número de complexos
$P[.]$	Operador de probabilidade
$P_t$	Valor que combina evaporação e outras perdas na equação de balanço do reservatório no intervalo t e t+1.
$pen_t$	Penalidade aplicada quando a cota do reservatório supera o valor da cota máxima (MWmed) no dia t
$P_m$	Potencia media gerada no período N
$Pot_t$	Potência média gerada no dia t
P31-64	Período de simulação da operação do reservatório que inicia no dia

	01/01/1931 e termina no dia 12/09/1964
P64-01	Período de simulação da operação do reservatório que inicia no dia 13/09/1964 e termina no dia 28/11/2001
q	Parâmetro do algoritmo SCE-UA: número de indivíduos que integram um sub-complexo
QA	Vazão afluente ao reservatório
QE	Vazão efluente do reservatório
Q <sub>lim</sub>	Valor da vazão efluente limite, definido pela restrição na vazão efluente máxima do reservatório para evitar inundações a jusante.
QR	Valor dos incrementos e decrementos limites na vazão efluente de um intervalo de tempo para o seguinte.
QT	Vazão turbinada
QV	Vazão vertida
QV <sub>R</sub>	Valor mínimo dos vertimentos em função das restrições nos decrementos da vazão efluente
rend	Rendimento da central considerado constante e igual a 0,873
s	Tamanho da população de indivíduos no algoritmo SCE-UA
SP31-64	Denominação da curva-guia de operação do reservatório, sem previsão de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64
SP64-01	Denominação da curva-guia de operação do reservatório, sem previsão de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01
T <sub>i</sub>	Abscissa (tempo) do ponto extremo i de uma reta na parametrização da curva-guia (espaço tempo-cota)
t <sub>ant</sub>	Intervalo de tempo inicial no horizonte de previsão na antecipação dos vertimentos
t <sub>ind</sub>	Intervalo de tempo no horizonte de previsão no qual o nível da água no reservatório passa a ser superior à cota definida pela curva-guia
V	Volume do reservatório
V <sub>A<sub>D</sub></sub>	Máximo volume afluente acumulado para a duração D
V <sub>A<sub>α</sub>D</sub>	Máximo volume afluente acumulado para a duração D, com probabilidade α de falha no amortecimento de cheia de um ano
VAM	Volume afluente médio anual
VE	Volume de espera para o ano ou período chuvoso
Vreg	Volume do reservatório indicado pela curva-guia
VU	Volume útil do reservatório

# 1- INTRODUÇÃO

Entre as obras hidráulicas que podem ser criadas para alocação da água para diferentes usos, os reservatórios têm adquirido grande relevância ao longo da história. Entretanto, de acordo com o *World Commission on Dams* (WCD, 2000), muitos projetos de reservatórios estão falhando em produzir os níveis de benefícios que provêm a justificativa econômica para seu desenvolvimento. Além disso, a condição da água de ser um dos mais importantes recursos naturais, coloca aos administradores ao longo do mundo sob pressão para operar seus sistemas de forma mais eficiente (Bessler et al., 2003).

A construção e operação de reservatórios têm como princípio fundamental o desenvolvimento de reservas nos períodos de excesso hídrico para seu posterior uso nos períodos de escassez. Muitos fatores contribuem para fazer da análise da operação de reservatórios com múltiplos usos um problema difícil. Alguns desses fatores são as características estocásticas do processo hidrológico, a quantificação e definição dos objetivos, a necessidade de um processo seqüencial de decisões e a complexidade do resultante problema de otimização que muitas vezes é não linear e que pode levar ao já conhecido problema da “maldição da dimensionalidade”.

No Brasil o uso preponderante dos reservatórios de grande porte é a geração de energia, sendo a geração hidrelétrica responsável por cerca de 90% da energia gerada no país. Outras características importantes do sistema hidrelétrico brasileiro são: a grande extensão em área das bacias hidrográficas contribuintes e a grande quantidade de usinas hidrelétricas (Cicogna, 2002).

Historicamente, a maioria das usinas hidrelétricas brasileiras foi projetada e construída com objetivo específico de geração de energia (Castro, 2003). Assim, com objetivo de otimizar a produção de energia, os níveis eram mantidos sempre relativamente altos, implicando em: (a) benefícios na geração de energia em função da maior altura de queda líquida; (b) benefícios na geração de energia porque o nível inicial em períodos de estiagem era relativamente alto, garantindo uma maior disponibilidade de água no período crítico; (c) vazões efluentes ocasionalmente muito altas, para manter a integridade da barragem e da usina. Essas vazões eram limitadas basicamente pela vazão de projeto do vertedor.

Com o aumento da população e o crescimento das cidades ribeirinhas, as inundações começaram a ser mais comuns. No final da década de 70 a ocorrência inesperada de grandes enchentes provocou importantes danos, incluindo o rompimento de barragens (ONS, 2003). A partir desse momento, o setor elétrico estabeleceu que a operação dos reservatórios deveria também minimizar impactos devido às inundações. Dessa forma, começaram a ser utilizadas diferentes metodologias (como as de Beard (1963) e Kelman (1987)) que considerassem adicionalmente o controle de cheias na operação dos reservatórios (ONS, 2003). O princípio dessas metodologias é a alocação de um volume de espera (espaço vazio dentro do volume útil do reservatório) como medida preventiva, visando amortecer as cheias que venham a acontecer no futuro.

Contudo, há um conflito de interesses entre o controle de cheias e a geração de energia, como consequência das operações ótimas antagônicas que seriam realizadas no caso de existir só um desses usos. O controle de cheias visa manter o nível do reservatório o mais baixo possível durante o período chuvoso para que o volume das cheias possa ser armazenado e as vazões máximas reduzidas. A geração de energia por sua vez, pretende manter o nível o mais alto possível para uma maior produção de energia, garantindo uma reserva de água para ser utilizada durante os períodos críticos de estiagem.

Assim, existe uma grande demanda pelo desenvolvimento de novas metodologias que minimizem esses conflitos na operação de reservatórios.

## 1.1- Justificativa da pesquisa

Atualmente, o sistema elétrico interligado brasileiro é operado de forma integrada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) com o objetivo principal de minimizar o risco de déficits na geração de energia e o risco da geração térmica pela manutenção de volumes de espera nos reservatórios (ONS, 2003). Assim, a cada ano é simulado um conjunto de cenários baseados em volumes de espera diferentes (definidos em função de diferentes probabilidades de falha no amortecimento de cheias de um ano) e com base na avaliação dos impactos na geração de energia é tomada a decisão sobre os volumes de espera a serem implantados.

Apesar do sistema de reservatórios ser operado de forma integrada, existem reservatórios que, por suas características e pelas características da bacia hidrográfica contribuinte, são operados de forma isolada para o controle de cheias. Esses reservatórios são geralmente

aproveitamentos de cabeceira e os volumes de espera são definidos, atualmente, pelo método das trajetórias críticas apresentado em Kelman (1987).

O método das trajetórias críticas conseguiu solucionar as deficiências dos métodos previamente utilizados, definindo um volume de espera para cada dia do ano, associado a uma probabilidade de falha (previamente estabelecida) no amortecimento de cheias de um ano. Porém, a abordagem probabilística na qual o método das trajetórias críticas se baseia e a sua falta de flexibilidade dos volumes de espera definidos, podem levar a uma operação menos eficiente em algumas situações.

A operação do reservatório baseada no método das trajetórias críticas pode ser menos eficiente quando ocorrem eventos diferentes aos implicitamente considerados como de “projeto” na adoção do volume de espera. A perda de eficiência pode ser consequência de dois motivos: 1) vertimentos desnecessários com objetivo de manutenção do volume de espera previamente definido, no caso do evento ocorrido ser menor que os de projeto; 2) da ocorrência de um evento maior que os de projeto, pois existirão quebras de algumas das restrições do controle de cheias.

A consideração de uma nova variável, neste caso a previsão de vazão afluente ao reservatório, permitiria definir certo grau de flexibilidade aos volumes de espera representando benefícios na operação do reservatório. A incorporação dessa variável na operação do reservatório permitiria, no primeiro caso acima, diminuir os volumes de espera evitando vertimentos desnecessários. No segundo caso, criaria um volume de espera adicional para reduzir as intensidades das quebras de restrição. Dessa forma, a previsão de vazão se apresenta como uma ferramenta para conciliar os conflitos entre a geração de energia e o controle de cheias na operação de reservatórios.

Recentemente, pesquisas realizadas no Instituto de Pesquisas Hidráulicas da Universidade Federal de rio Grande do Sul focaram-se na incorporação de previsões de chuva obtidas de modelos de circulação global e de modelos atmosféricos regionais, em modelos de simulação hidrológica, permitindo obter estimativas da vazão de rios com antecedências de algumas horas até alguns meses. Entre esses trabalhos estão: a análise da previsão de vazão obtida a partir de previsões de chuva do modelo global do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) com horizonte de três meses na bacia do rio Uruguai (Tucci, et al., 2002; Tucci et al., 2003; Collischonn et al., 2005a); a previsão de vazão de curto prazo (2 dias) a partir das previsões de chuva do modelo ARPS no rio Uruguai até o reservatório de Machadinho (Andreolli, 2003; Collischonn et al., 2005b); a previsão de vazão com horizonte de até seis meses na bacia do rio São Francisco, utilizando previsões de chuva do modelo global do CPTEC,

assim como previsões de chuva obtidas por downscaling das previsões do modelo global com os modelos ETA e RAMS (Silva, 2005; Tucci et al., 2004).

Alguns desses trabalhos mostraram relativo sucesso na previsão de vazão com base na previsão de chuva, especialmente se comparados aos métodos de previsão hidrológica tradicionalmente adotados.

Todos os resultados obtidos até o momento, entretanto, referem-se à redução do erro na previsão de vazão ou à redução do erro em níveis ou volumes previstos. Uma análise completa, em que a redução dos erros pudesse ser transformada em uma quantificação dos benefícios econômicos ou sociais ainda não foi realizada.

O presente trabalho levou adiante as análises realizadas até aqui, estendendo para valores econômicos ou benefícios sociais as eventuais vantagens da incorporação das previsões de vazão na operação de um reservatório com dois usos conflitantes: a geração de energia e o controle de cheias.

## 1.2- Objetivo

O objetivo geral proposto foi estimar/avaliar os benefícios da previsão de vazão na operação de um reservatório com usos múltiplos conflitantes. Para atender esse objetivo foi desenvolvida uma metodologia de otimização de regras de operação.

## 1.3- Organização do trabalho

O trabalho foi dividido em cinco etapas que são descritas brevemente a seguir:

- Uma revisão bibliográfica (capítulo 2) sobre temas relacionados à operação de reservatórios, dando ênfase ao conflito entre a geração de energia e o controle de cheias e às técnicas de programação heurística;

- uma discussão sobre os resultados obtidos por outros pesquisadores na avaliação dos benefícios da previsão de vazão na operação de reservatórios (capítulo 3);
- o método de estimativa dos benefícios (capítulo 4) no qual são apresentados os diferentes modelos utilizados para a simulação e otimização da operação do reservatório. Nesta etapa se apresenta a descrição do modelo de simulação da operação de um reservatório com base na previsão desenvolvido neste trabalho e denominado AMANDA;
- descrição do estudo de caso para aplicação da metodologia desenvolvida, os dados que foram utilizados neste trabalho e as abordagens realizadas para avaliar os benefícios da previsão (capítulo 5);
- os resultados obtidos nas diferentes avaliações e as correspondentes discussões (capítulo 6).

Finalmente, as conclusões e as recomendações deste trabalho são apresentadas no capítulo 7 e no capítulo 8.

## 2- OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Neste item são apresentados os conceitos básicos e técnicas utilizadas na otimização da operação de reservatórios com múltiplos usos. Inicialmente se introduz o conceito de regras de operação, através das quais se definem as vazões efluentes em função do volume ou nível da água do reservatório.

Neste trabalho se definiram regras de operação num reservatório com dois usos: geração de energia e controle de cheias. Assim, neste capítulo são apresentados os conceitos de *volume de espera* de um reservatório e *curva-guia para controle de cheias*, que representam as bases nas quais se sustenta o resto do trabalho.

Em seguida, são abordadas as técnicas para definição de volumes de espera atualmente utilizadas no Brasil e uma breve discussão sobre sua eficiência na operação de reservatórios.

Finalmente, são descritas as etapas a seguir para otimizar a operação de reservatórios. A primeira etapa consiste na *formulação do problema*, na qual são apresentadas as *variáveis de decisão*, as *funções-objetivo* e as *restrições* mais utilizadas. A segunda e última etapa consiste na *determinação de regras de operação “ótimas”* através da escolha e aplicação de uma abordagem de otimização. Nesse item são apresentados as diversas técnicas e modelos que podem ser utilizados na otimização da operação de reservatórios, dando ênfase nesse caso, à programação heurística.

### 2.1- Operação de reservatórios

Existem diferentes regras de operação, mas todas indicam o volume do reservatório ou a vazão efluente que se pretende atingir em determinados períodos de tempo como o diário, decenal, semanal ou mensal (Loucks et al., 1981). Estas regras visam atender os requerimentos de vazão efluente e demandas do sistema para otimizar determinados objetivos (Mays e Tung, 1992).

Uma das regras de operação mais utilizadas inclui a divisão do volume útil do reservatório em diferentes “zonas” que possuem políticas de descargas específicas (Wurbs, 1996). A distribuição do volume útil do reservatório nessas zonas pode ser constante ao longo do ano ou pode variar de forma sazonal. Na Figura 1 se apresenta um esquema particular de subdivisão em zonas, de um reservatório com dois usos predominantes: geração de energia e controle de cheias.

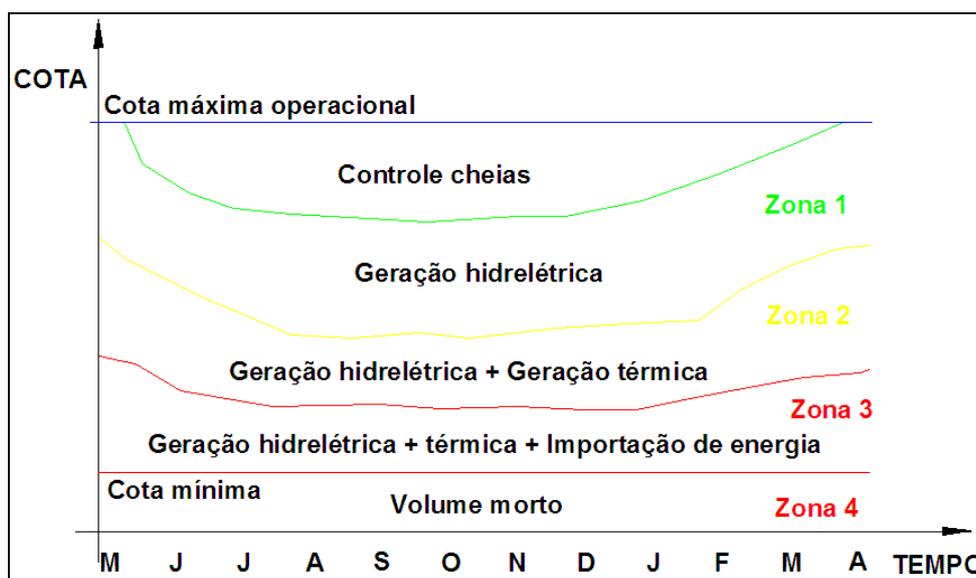


Figura 1: Curvas-guia num reservatório com múltiplos usos.

Essas regras de operação são chamadas de *curvas-guia* e usadas para indicar volumes (ou níveis da água) alvos ou ideais do reservatório visando determinados objetivos. As curvas-guia definem as vazões efluentes, ao longo do ano, em função do volume (ou nível da água) do reservatório (Wurbs, 1996).

Para interpretar essas curvas pode ser considerada a seguinte operação de um reservatório com dois usos: o controle de cheias e a geração de energia (Figura 1). Assim, se o nível da água do reservatório se encontra acima da “curva-guia para controle de cheias”, são atendidas as demandas de geração de energia em 100%, podendo existir um excedente de energia que seria exportado. Ainda são necessários vertimentos para levar o armazenamento ao nível definido por essa curva-guia. Dessa forma, é assegurado o chamado *volume de espera* para amortecer futuras cheias. Se o nível da água estiver na zona 1, a demanda de energia é atendida e os vertimentos não são necessários. Enquanto que se encontrar na zona 2, a demanda de energia não pode ser

atendida exclusivamente com geração hidrelétrica e, em consequência, são necessárias fontes complementares de geração de energia. Assim, nesse caso poderiam ser ligadas as usinas térmicas para atender a demanda de energia. Já na zona 3, a utilização conjunta de geração hidrelétrica e de geração térmica não é suficiente para o atendimento da demanda. Para evitar déficits é importada energia desde outros sistemas. Finalmente, se o armazenamento estiver na zona 4, não existe geração hidrelétrica e o atendimento da demanda dependerá da capacidade de geração das usinas térmicas e da disponibilidade de energia para importação desde outros sistemas. Nesse caso, podem apresentar-se déficits no atendimento da demanda que, inclusive, levem ao racionamento de energia.

O presente trabalho vai se focar na determinação da curva-guia para controle de cheias, não sendo consideradas as restantes curvas-guia apresentadas na Figura 1, embora a metodologia desenvolvida possa ser aplicada nos outros casos.

### 2.1.1- Curva-guia para controle de cheias e volume de espera

Para atender esses dois objetivos, produção de energia e controle de cheias, o nível da água no reservatório é reduzido no início e durante o período chuvoso, para permitir amortecer vazões afluentes altas. Em função disso, ocorre uma redução da produção energética, se comparada ao cenário de maximização do nível da água no reservatório. O volume criado no reservatório pelo rebaixamento do nível é denominado de *volume de espera*.

O volume de espera pode ser constante ao longo do ano, ou variável de acordo com a sazonalidade das chuvas. Valores máximos de volumes de espera são necessários na época de maior precipitação e valores mínimos podem ser adotados durante os meses de pouca chuva. A curva definida pela relação entre o nível da água necessário para garantir um determinado volume de espera e a época do ano é chamada de *curva-guia para controle de cheias*.

Esta curva representa uma regra de operação simples para controle de cheias que pode ser expressa como segue: se o nível da água no reservatório estiver acima da curva-guia é necessário verter; se estiver abaixo não é necessário verter. Um exemplo simples de curva-guia é apresentado na Figura 2.

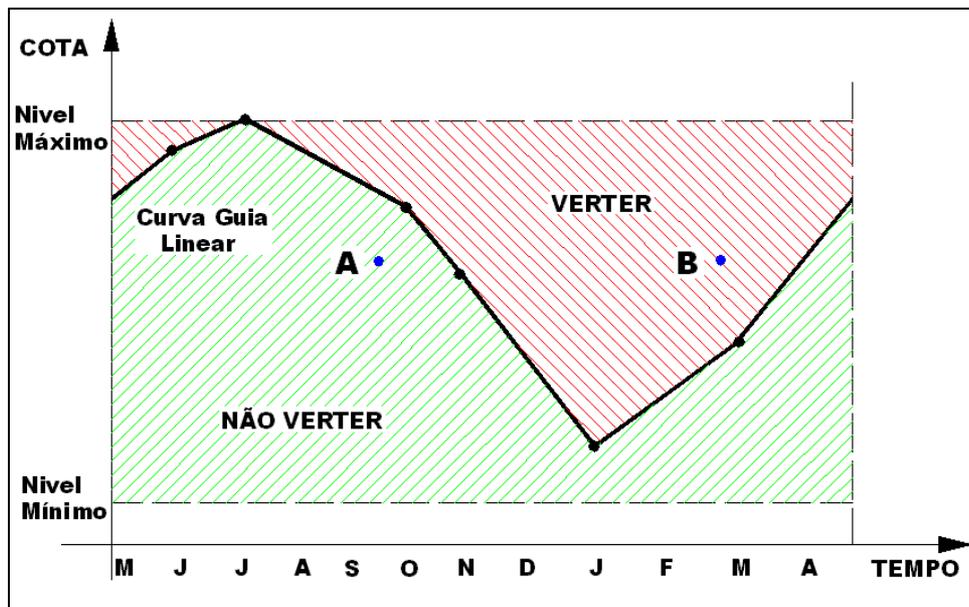


Figura 2: Exemplo de curva-guia com volume de espera variável durante o ano.

A operação definida pela curva-guia é diferente se o nível do reservatório se encontra na posição indicada por “A” ou “B” (Figura 2) embora estes pontos representem uma mesma cota. Assim, na situação dada pelo ponto A, não é necessário verter, porque o ponto está abaixo da curva-guia. Na situação B é necessário verter até alcançar novamente a curva-guia. Com vazões afluentes ao reservatório favoráveis (vazões altas), o nível da água do reservatório segue a curva-guia. Com vazões afluentes desfavoráveis o nível da água fica abaixo da curva-guia.

Na operação normal, ao final de um período chuvoso o reservatório volta a ficar cheio, garantindo o abastecimento ou a geração de energia durante os meses de estiagem. Num ano com período chuvoso anormal, ou abaixo do esperado, é possível que o reservatório não volte a ficar completamente cheio no final do período de chuvas, implicando em riscos ao atendimento da demanda de energia durante o período de estiagem.

### 2.1.2- Técnicas para a definição do volume de espera utilizadas no Brasil

Uma técnica pioneira na determinação de volumes de espera para um reservatório é conhecida como *Método da curva volume-duração*. Essa técnica foi desenvolvida por Beard (1963) e consiste numa adaptação da metodologia definida por Waitt (1945) *apud* Kelman (1987) para determinação do volume útil de um reservatório. O método da curva volume-

duração foi o primeiro método utilizado no Brasil na determinação de volumes de espera e, apesar de suas limitações e dificuldades, é ainda utilizado para a determinação de volumes de espera em reservatórios de alguns subsistemas.

Esse método está baseado na utilização da curva volume-duração (Figura 3), definida pela relação entre o número de intervalos de tempo que estabelecem uma duração específica (D) e o máximo volume afluente acumulado em D intervalos de tempo consecutivos. Assim, a curva volume-duração para um ano (ou período chuvoso) pode ser calculada através da equação 1.

$$VA_D = \max_{0 \leq t \leq H-D+1} \sum_{j=1}^D (QA_{t+j} \times \Delta t) \quad D = 1, \dots, H \quad (1)$$

onde  $VA_D$  é o máximo volume afluente acumulado para a duração D; H é o último intervalo de tempo considerado;  $QA_{t+j}$  é a vazão média diária afluente no intervalo t+j;  $\Delta t$  é o intervalo de tempo (geralmente um dia).

Considerando que existe uma vazão efluente limite ( $Q_{lim}$ ) que garante a não ocorrência de inundações a jusante da barragem, o volume de espera (VE) necessário pode ser calculado utilizando a equação 2 ou, de forma manual, como apresentado na Figura 3.

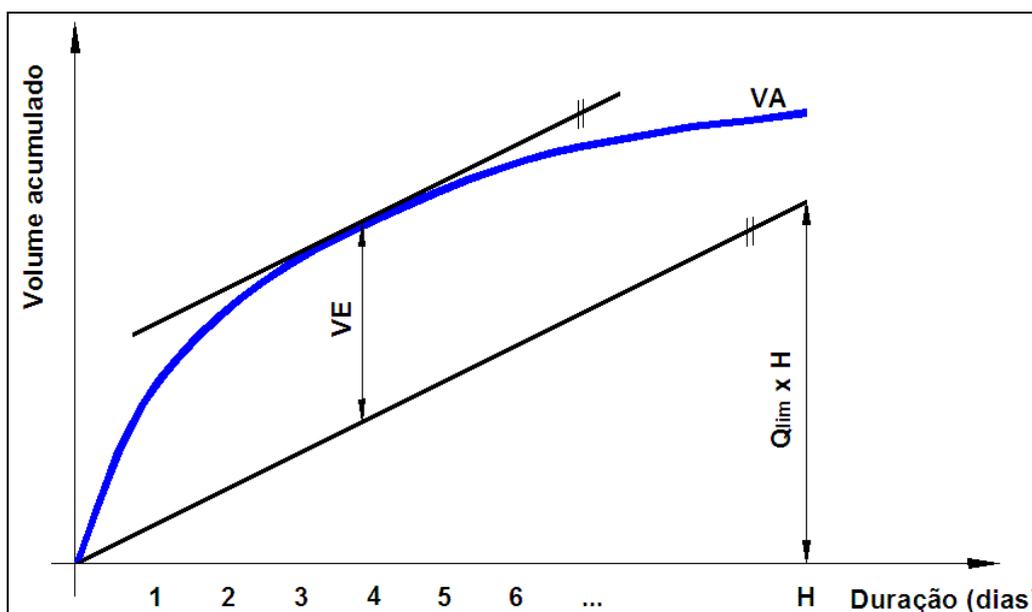


Figura 3: Curva volume-duração (VA) e definição manual do volume de espera.

$$VE = \max[VA_D - D \times Q_{lim} \times \Delta t] \quad D = 1, \dots, H \quad (2)$$

onde VE é o volume de espera para o ano ou período chuvoso em análise;  $Q_{lim}$  é o valor de vazão efluente limite.

Esse procedimento pode ser repetido para o conjunto de  $n$  anos de uma série histórica sendo definidos  $n$  valores para o volume de espera. Finalmente, a escolha do volume de espera a ser alocado dependerá do tomador de decisões. Um possível critério seria selecionar o máximo volume de espera obtido, estando assim preparado para o pior evento ocorrido na serie histórica (Kelman, 1987).

Essa abordagem tem o inconveniente que não permite conhecer a priori a probabilidade de que o volume de espera alocado não seja suficiente num determinado ano (ou período chuvoso). Em conseqüência, a solução mais comum considera ao volume de espera como uma variável aleatória, sendo necessário um estudo de freqüência e o ajuste de uma distribuição teórica de probabilidades (Beard, 1963; Kelman, 1987; ONS, 2003).

Nessa abordagem são selecionadas amostras de eventos máximos da série histórica para diferentes durações e ajustada uma distribuição de probabilidades para cada uma das durações escolhidas. Assim, pode ser construída uma curva volume-duração associada a uma probabilidade predefinida de falha ( $\alpha$ ) no amortecimento de cheia de um ano (Beard, 1963; Kelman, 1987; ONS, 2003), como apresentada na Figura 4.

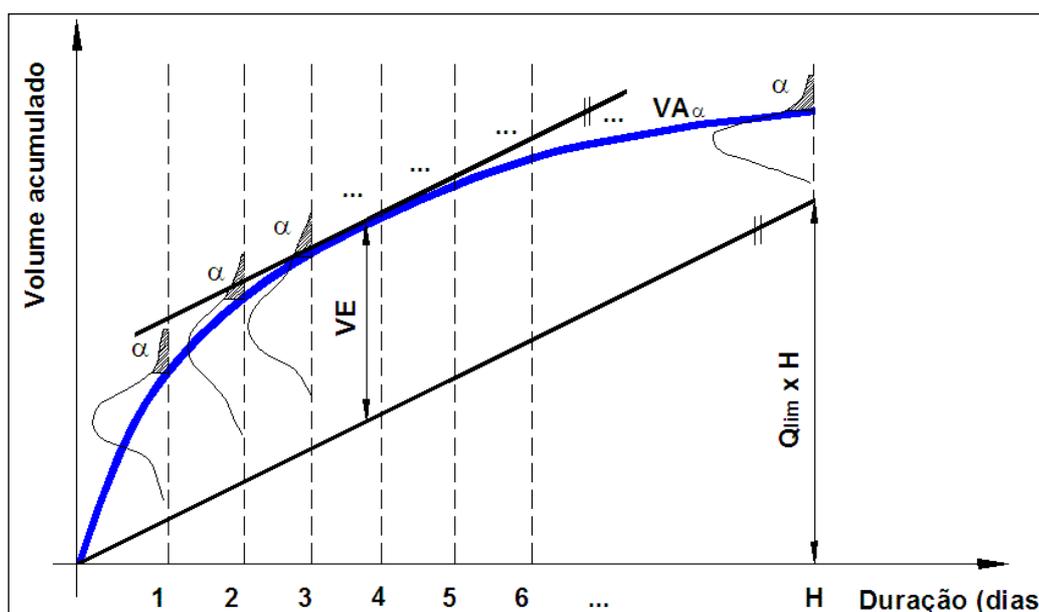


Figura 4: Curva volume-duração definida para uma probabilidade  $\alpha$  de não amortecimento de cheia de um ano ou período chuvoso (adaptada de Kelman, 1987).

A curva volume-duração é construída unindo os pontos  $VA_{\alpha D}$  definidos através da equação 3.

$$P[VA_D \geq VA_{\alpha D}] = \alpha \quad (3)$$

onde  $P[.]$  representa probabilidade;  $\alpha$  é a probabilidade de falha no amortecimento de cheia de um ano.

Essa técnica apresenta dificuldades na sua aplicabilidade prática devido a: 1) variações amostrais fazem que a curva  $VA_{\alpha D}$  não seja côncava, como seria esperado (Kelman, 1987; ONS, 2003); 2) falta de uma distribuição teórica de probabilidades a ser ajustada que se apresente como uma alternativa superior às outras (ONS, 2003); 3) define apenas um único volume de espera constante para todo o período chuvoso (Kelman, 1987; ONS, 2003), não levando em consideração que os volumes de espera podem ser diminuídos, a partir de algum intervalo de tempo no decorrer do período chuvoso.

Essa última dificuldade representa uma severa limitação do método da curva volume-duração, sobretudo considerando que os reservatórios possuem outros usos (por exemplo: geração de energia) conflitantes com o controle de cheias. O fato de alocar um único volume de espera constante durante o período chuvoso aumenta o risco de não encontrar ao reservatório completamente cheio ao final desse período, o que representaria uma grave penalidade para os usos restantes.

Para dar solução às limitações existentes no método da curva volume-duração foi desenvolvido o *método das trajetórias críticas* (Kelman, 1987), que a partir de 1997 se transformou na técnica mais utilizada no Brasil para a definição de volumes de espera em reservatórios com operação isolada de controle de cheias.

O método das trajetórias críticas define o volume de espera em cada intervalo de tempo (atualmente se utiliza um intervalo diário) correspondente ao período chuvoso (ou ano), associado a uma probabilidade predefinida de não amortecimento de cheia de um ano. O algoritmo inicia considerando um volume de espera nulo ao final do período chuvoso e posteriormente, através de um processo recursivo define o volume de espera em cada dia do período chuvoso (ou ano) com base na equação 4, apresentada a seguir conforme Kelman (1987):

$$VE_{t-1,i} = \max\left[0, (QA_{t-1,i} - Q_{lim}) \times \Delta t + VE_{t,i}\right] \quad t = 1, \dots, H \quad (4)$$

onde  $VE_{t-1,i}$  é o volume de espera no dia  $t-1$ , em função da vazão afluente do ano  $i$ ;  $QA_{t-1,i}$  é a vazão afluente do dia  $t-1$ , do ano  $i$ ;  $Q_{lim}$  é a vazão efluente limite;  $VE_{t,i}$  é o volume de espera no dia  $t$ , do ano  $i$ ;  $H$  é o índice do último dia do período chuvoso.

A equação 4 define a evolução temporal do volume de espera para o ano  $i$ , que apresentado de forma gráfica (Figura 5), define a chamada de *trajetória crítica* do ano  $i$ . A trajetória crítica representa uma fronteira na operação do reservatório que define uma região “segura” e uma região “insegura” (Kelman, 1987). Assim, a cheia poderá ser amortecida sem necessidade que a vazão efluente supere o limite previamente estabelecido sempre que o volume do reservatório se encontrar na região segura. Entretanto, se o volume do reservatório em um dia  $t$  se encontrar na região insegura pode ser necessária uma vazão efluente maior que  $Q_{lim}$  pelo menos num dia do período entre  $t$  e  $H$ .

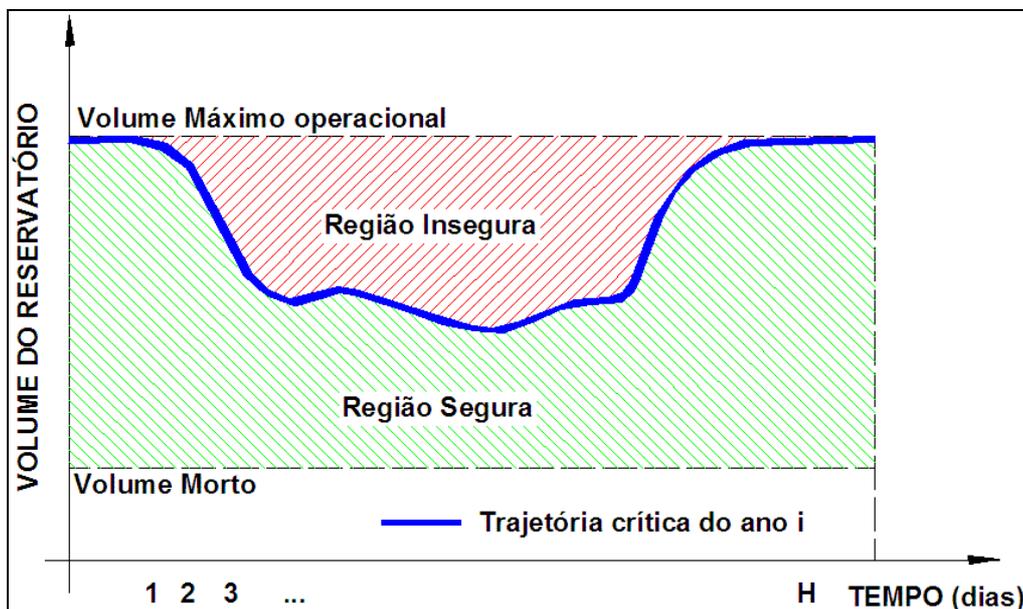


Figura 5: Evolução do volume de espera para o ano  $i$  (adaptada de Kelman, 1987).

Em geral, poderiam ser obtidas  $n$  trajetórias críticas para os  $n$  anos da série histórica. Quando existe um conjunto de trajetórias críticas, a separação entre a região segura e insegura é definida pela envolvente das trajetórias críticas (Figura 6). Essa envolvente é chamada de curva

limite (Kelman, 1987) e, nesse caso, assegura que não existirão vazões efluentes superiores a  $Q_{lim}$ , em qualquer situação hidrológica observada no passado.

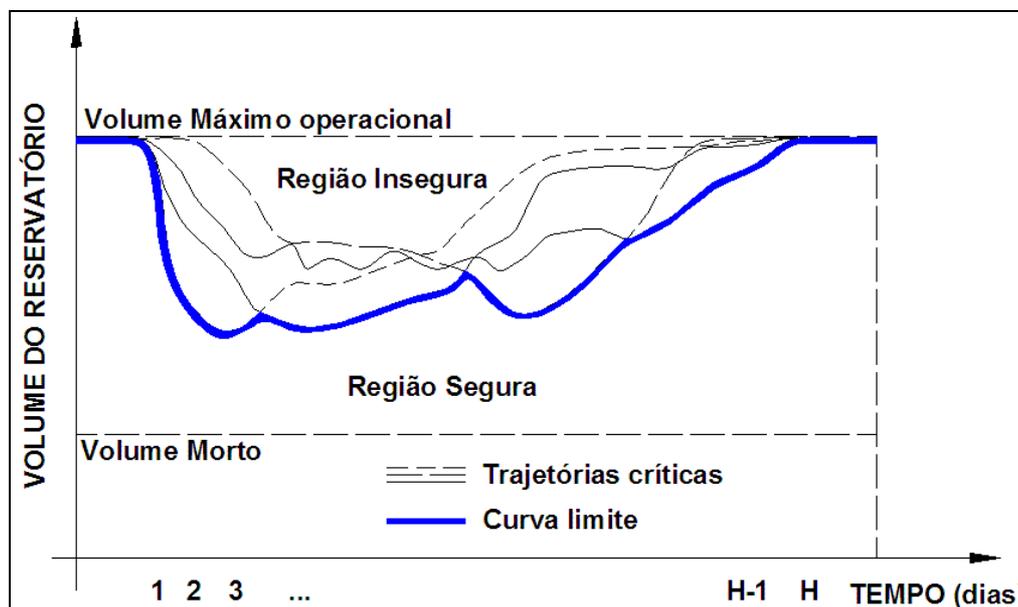


Figura 6: Curva limite em função de  $n$  trajetórias críticas ( $n=4$ ).

A regra de operação definida com base na curva limite é apresentada a seguir, conforme Kelman (1987):

- 1) Se o nível da água no reservatório é maior que o nível máximo operacional, a vazão efluente é definida em função da segurança da barragem e provavelmente seja superior a  $Q_{lim}$ .
- 2) Se o nível da água no reservatório estiver acima da curva limite e embaixo do nível máximo operacional, a vazão efluente é igual a  $Q_{lim}$ , procurando manter vazio o volume de espera.
- 3) Se o nível da água no reservatório se encontra abaixo da curva limite não existe vazão de vertimento.

O método prossegue considerando que, a adoção do volume de espera definido pela curva limite, pode ser inviável. Em conseqüência, utiliza uma abordagem probabilística alocando um volume de espera para uma probabilidade  $\alpha$  de falha no amortecimento de cheia (Tavares e

Kelman, 1985). Essa abordagem precisa de séries longas de vazão afluente diário que não se encontram disponíveis atualmente. Para superar a carência de séries longas de vazão diária são utilizadas séries sintéticas geradas pelo modelo DIANA (Kelman et al., 1987).

Assim, as trajetórias críticas são definidas para cada uma das séries sintéticas de vazão afluente diária ( $n > 10.000$ ) e escolhido um conjunto  $C_\alpha$  de trajetórias críticas que não se encontrarão protegidas pelo volume de espera alocado. O número de trajetórias críticas ( $k$ ) que integram  $C_\alpha$  é igual a  $\alpha \times n$ .

O conjunto  $C_\alpha$  selecionado deve ser tal que minimize o efeito da alocação de volumes de espera sobre os outros usos como, por exemplo, a geração de energia. Dessa forma, Kelman (1987) sugeriu a minimização de uma função proporcional ao volume de espera médio ou proporcional ao volume de espera máximo.

Atualmente, a eliminação das  $k$  trajetórias críticas é realizada segundo o critério que prioriza a retirada de trajetórias críticas com altas taxas de reenchimento (Figura 7). A taxa de reenchimento é definida como a maior razão entre o volume de espera diário e o tempo existente até o final do período chuvoso (ONS, 2003).

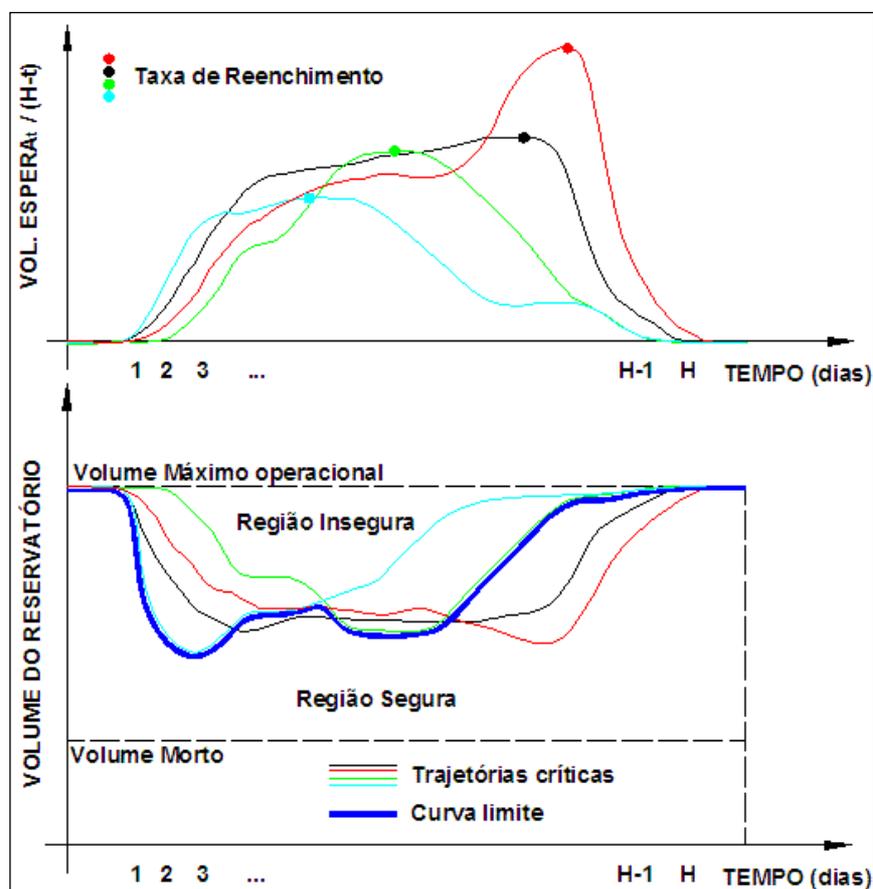


Figura 7: Curva limite considerando a retirada de trajetórias críticas com as maiores taxas de reenchimento.

Na Figura 7 é apresentada a determinação da curva limite considerando a retirada das duas trajetórias críticas (na cor vermelha e preta) com maiores taxas de reenchimento.

Uma desvantagem do método das trajetórias críticas reside na necessidade de utilizar um gerador de séries sintéticas de vazão diária. A eficiência desse gerador depende, geralmente, da capacidade de manter, nas series sintéticas geradas, as características estatísticas da série histórica. Em consequência, a utilização dessas séries geradas não cria informação alguma e apenas representa uma abordagem eficiente para manipular a informação existente. Assim, mudanças climáticas atuais ou a perda da estacionariedade da série histórica não poderiam ser descritas pelo gerador de séries sintéticas.

### 2.1.3- Discussão acerca das técnicas para definição de volumes de espera utilizadas no Brasil

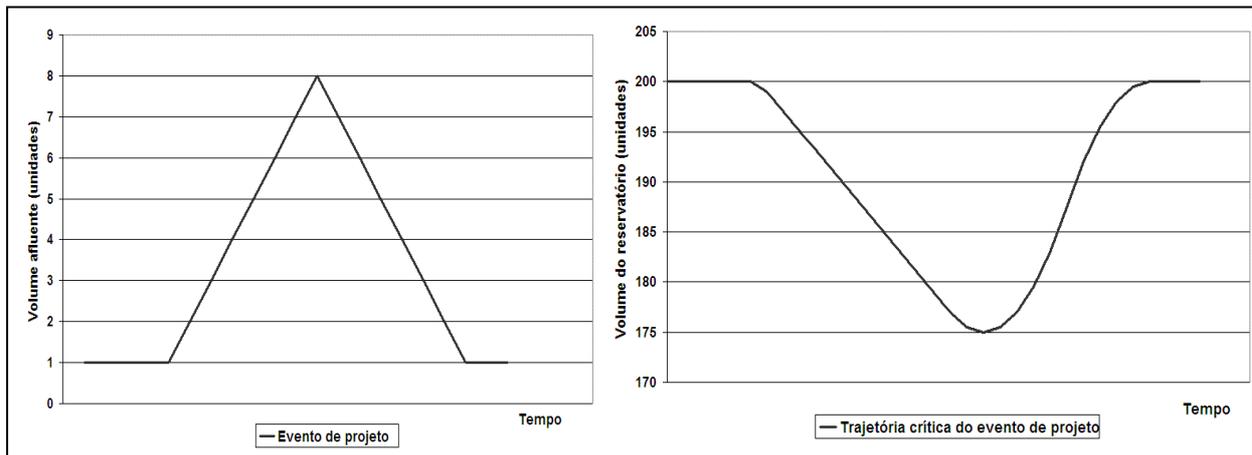
É importante ressaltar que além dos próprios inconvenientes que o método da curva volume-duração e o método das trajetórias críticas possuem, já seja pelas variações amostrais dos eventos ou pela necessidade de utilizar um gerador de séries sintéticas de vazão, o maior inconveniente em ambas as abordagens é sua falta de flexibilidade na definição dos volumes de espera.

A operação do reservatório com base nesses métodos pode-se tornar menos eficiente no caso de ocorrência de eventos diferentes aos implicitamente considerados como de “projeto” na adoção do volume de espera. Isso é consequência de: 1) vertimentos desnecessários com objetivo de manutenção do volume de espera previamente definido, no caso do evento ocorrido ser menor que os de projeto; 2) ocorrência de um evento maior que os de projeto, pois existirão vazões efluentes maiores que  $Q_{lim}$ .

Como exemplo dessa perda de eficiência na operação de reservatórios, uma análise hipotética simplificada da operação de um reservatório com base no método das trajetórias críticas é apresentada a seguir:

Considere que existe um reservatório com dois usos, por exemplo: o controle de cheias e geração de energia. Considere que o reservatório possui um volume máximo operacional de, por exemplo, 200 unidades, e que será utilizado o método das trajetórias críticas para definir a operação desse reservatório. Suponha, ainda, que a fronteira entre a região segura e a região insegura é definida apenas pela trajetória crítica de um único evento, chamado evento de

“projeto” e que o evento de projeto é definido pelos volumes afluentes indicados na Figura 8, com um valor máximo igual a 8 unidades. Finalmente, considere que existe um valor de vazão efluente limite para evitar inundações a jusante ( $Q_{lim}$ ) igual a 3 unidades. Com base nesses dados, a trajetória crítica do evento de projeto é definida através da equação 4 e apresentada, a seguir, na Figura 8.

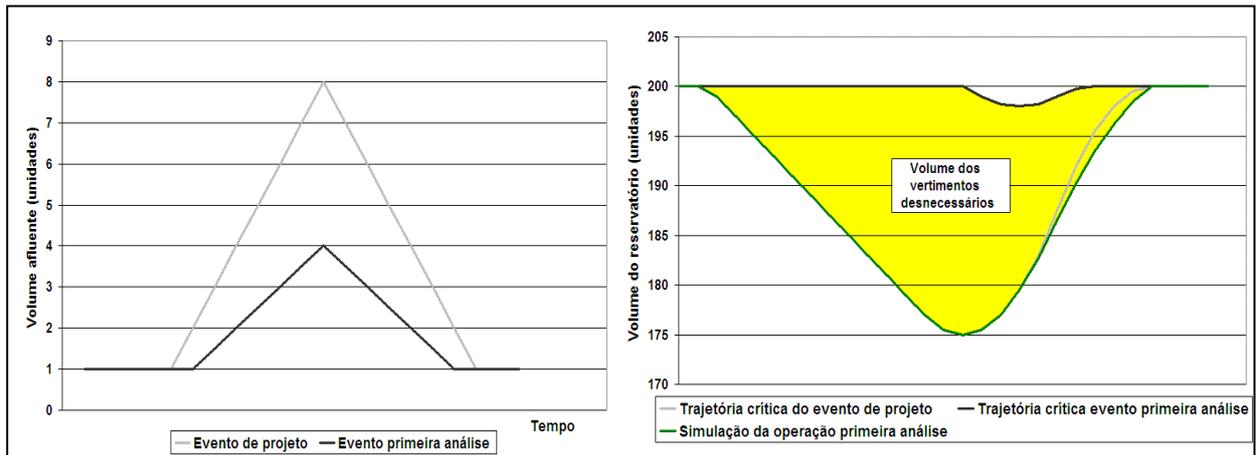


**Figura 8: Evento de projeto e trajetória crítica do evento de projeto no exemplo hipotético.**

Considere que o reservatório inicia completamente cheio. Quando ocorrer o evento de projeto, e o reservatório é operado com base a regra de operação definida pelo método das trajetórias críticas, o nível da água no reservatório segue o nível indicado pela trajetória crítica, a vazão efluente não supera o valor de  $Q_{lim}$  e ainda, o reservatório volta a ficar cheio no final do período chuvoso. A operação nesse caso é eficiente.

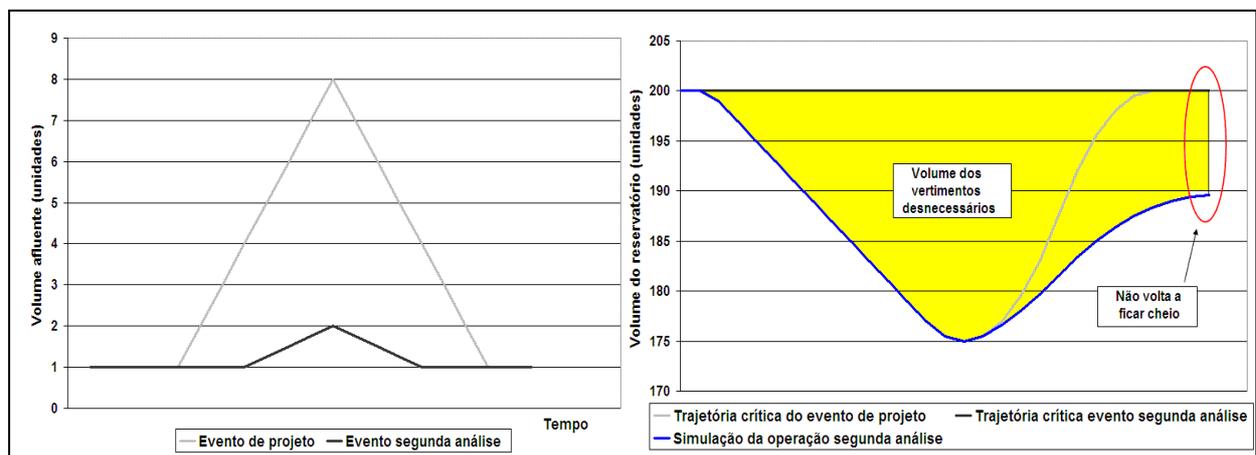
Agora considere numa primeira análise, que em lugar de se apresentar o evento de projeto, ocorre o evento apresentado na Figura 9, com volumes afluentes iguais a 50% dos correspondentes ao evento de projeto. Esse novo evento definiria a trajetória crítica apresentada na Figura 9 (linha preta), com um volume de espera menor que o definido pela trajetória crítica de projeto (linha cinza).

Quando o reservatório é operado com base na trajetória crítica de projeto e ocorre esse evento menor, a evolução temporal do volume do reservatório é a indicada na Figura 9 (linha verde). Observa-se nessa figura que, embora o reservatório volte a ficar cheio no final do período chuvoso, a perda de eficiência na operação do reservatório, nesse caso, é consequência dos vertimentos desnecessários que foram realizados com o objetivo de manutenção do volume de espera de projeto (indicados na cor amarela na Figura 9).



**Figura 9:** Resultados da operação do reservatório, no exemplo hipotético, quando ocorrer um evento menor ao de projeto (linha preta: evento da primeira análise e trajetória crítica desse evento; linha cinza: evento de projeto e trajetória crítica desse evento; linha verde: volume do reservatório quando operado com base à trajetória crítica de projeto e ocorrência do evento da primeira análise).

Agora considere numa segunda análise, que em lugar de se apresentar o evento de projeto, ocorre um evento ainda inferior que o apresentado na primeira análise. Esse evento (Figura 10, linha preta) possui um valor máximo de volume afluente igual a 25% do correspondente ao evento de projeto. O evento desta segunda análise não precisaria de volume de espera para evitar que a vazão efluente superasse o valor de  $Q_{lim}$ .



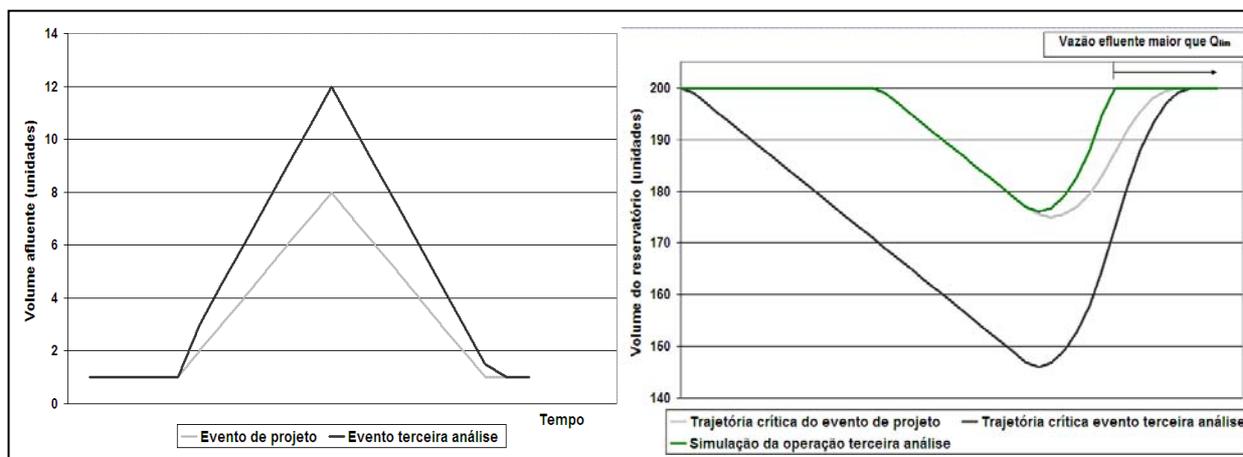
**Figura 10:** Resultados da operação do reservatório, no exemplo hipotético, quando ocorrer um evento menor ao de projeto (linha preta: evento da segunda análise e trajetória crítica desse evento; linha cinza: evento de projeto e trajetória crítica desse evento; linha verde: volume do reservatório quando operado com base à trajetória crítica de projeto e ocorrência do evento da segunda análise).

Quando o reservatório é operado com base na trajetória crítica de projeto, e ocorre esse evento menor, a evolução temporal do volume do reservatório é apresentada na Figura 10 (linha

verde). Observa-se nessa figura, que a perda de eficiência na operação do reservatório, é consequência de: 1) vertimentos desnecessários que foram realizados com o objetivo de manutenção do volume de espera de projeto (indicados na cor amarela, na Figura 10) e 2) a impossibilidade do reservatório de ficar cheio no final do período chuvoso.

Finalmente, numa terceira análise, considere que em lugar de se apresentar o evento de projeto, ocorre o evento apresentado na Figura 11 (linha preta), com volumes afluentes iguais a 1,5 vezes os correspondentes ao evento de projeto. Esse novo evento definiria a trajetória crítica apresentada na Figura 11 (linha preta), com um volume de espera superior ao definido pela trajetória crítica de projeto.

Quando o reservatório é operado com base na trajetória crítica de projeto, e ocorre esse evento maior, a evolução temporal do volume do reservatório é a indicada na Figura 11 (linha verde). Embora o reservatório volte a ficar cheio no final do período chuvoso, a perda de eficiência na operação do reservatório, nesse caso, é consequência das vazões efluentes maiores que  $Q_{lim}$  que ocorrem devidas ao evento ser maior que o de projeto.



**Figura 11: Resultados da operação do reservatório, no exemplo hipotético, quando ocorrer um evento maior ao de projeto (linha preta: evento da terceira análise e trajetória crítica desse evento; linha cinza: evento de projeto e trajetória crítica desse evento; linha verde: volume do reservatório quando operado com base à trajetória crítica de projeto e ocorrência do evento da terceira análise).**

Nas diferentes análises avaliadas nesse exemplo hipotético, a consideração de boas previsões de vazão permitiria uma operação mais eficiente. A incorporação dessa nova variável na operação do reservatório permitiria, nas duas primeiras análises, diminuir os volumes de espera evitando vertimentos desnecessários. Por sua vez, na terceira análise, criaria um volume de espera adicional com o objetivo de diminuir os valores das vazões que superam a  $Q_{lim}$ .

## 2.2- Etapas da otimização da operação de reservatórios

A otimização da operação de reservatórios define regras de operação que em algum sentido mensurável são ótimas (Simonovic, 1992). A otimização da operação de reservatórios é realizada através de duas etapas: 1) a *formulação do problema*, onde são adotadas as variáveis de decisão e definidas as funções-objetivo e as restrições a serem consideradas; 2) a *determinação de regras de operação “ótimas”* através da escolha e aplicação de uma abordagem de otimização.

As variáveis de decisão, adotadas na primeira etapa, definem a operação do reservatório. Dessa forma, as variáveis de decisão podem representar valores alvos de vazão efluente ou volume (ou níveis) do reservatório que devem ser atingidos em determinados períodos de tempo.

As funções-objetivo estabelecem formas de valoração dos resultados do processo decisório representado (Lanna, 1997). Wurbs (1996) afirma que o coração do modelo de otimização é sua função-objetivo, a qual representa uma medida de desempenho. Quando num problema de otimização existe apenas uma função-objetivo, o modelo de otimização é *mono-objetivo*. Entretanto, se existem mais de uma função-objetivo, o modelo de otimização é *multi-objetivo*.

Finalmente, na primeira etapa são ainda definidas as restrições que limitam os valores possíveis das variáveis de decisão, permitindo a obtenção de resultados viáveis.

Na determinação de regras de operação ótimas (segunda etapa) podem ser utilizadas pelo menos três abordagens: 1) otimização manual utilizando um modelo de simulação; 2) otimização automática; 3) combinação de modelos de simulação e otimização. Essas abordagens são apresentadas em forma mais detalhada adiante no texto.

### 2.2.1- Formulação do problema

A formulação do problema é uma parte integral na otimização da operação de reservatórios (Sniedovich e Loucks *apud* Fletcher e Ponnambalam, 1998). A formulação do problema consiste, basicamente, na definição dos objetivos e das restrições do problema de otimização.

Os reservatórios podem ser operados com objetivos muito diversos, alguns deles são apresentados por Wurbs (1996): maximização dos benefícios da geração de energia, minimização dos danos para uma cheia de projeto, minimização de déficits no atendimento de demandas consuntivas, maximização das vazões efluentes mínimas.

Ros e Barros (2003) concluíram que a escolha da função-objetivo a ser otimizada interfere na política de operação e deve ser definida com cuidado. Nesse sentido, Labadie (2004) estabeleceu que as funções-objetivo usadas nos modelos de otimização de sistemas de reservatórios deveriam incorporar medidas de desempenho tais como: eficiência (maximizar o bem-estar atual e futuro); sobrevivência (assegurando que o bem-estar futuro excederá os níveis de subsistência mínimos) e sustentabilidade (valor que integra outras medidas de desempenho).

A utilização de funções-objetivo que incorporaram essa última medida de desempenho já tinha sido avaliada nos trabalhos de Montaseri e Adeloye (2002) e Merabtene et al. (2002). Nesses trabalhos, a sustentabilidade foi definida como uma soma ponderada de confiabilidade (probabilidade do sistema de funcionar sem falhas durante um período definido de operação), resiliência (capacidade do sistema de recuperar-se da falha) e vulnerabilidade (medida da magnitude da falha) de vários critérios que contribuíam ao bem-estar do homem (econômico, ambiental, etc.).

Existe um grande número de funções-objetivo que podem ser utilizadas em problemas de otimização de operação de reservatórios, como foi apresentado previamente. A seguir são apresentadas e discutidas apenas duas, a modo de exemplo.

Em sistemas particulares como o sistema hidrelétrico brasileiro, onde a geração de energia representa o uso predominante do sistema, Ros e Barros (2003) e Barros et al. (2003) concluíram que, para o sistema avaliado (Sistema Paranapanema), a função-objetivo utilizada para minimizar os complementos de energia (equação 5) produz políticas de operação mais adequadas.

$$\text{MIN: FO} = \sum_{t=1}^N \left[ ET_t - \sum_i (E_{i,t}) \right]^2 \quad (5)$$

onde  $ET_t$  é a máxima quantidade de energia que pode ser gerada pelo sistema (soma das capacidades das usinas do sistema) no intervalo  $t$ ;  $E_{i,t}$  é a quantidade de energia gerada no intervalo  $t$ , na usina  $i$ ;  $N$  é o número de intervalos de tempo da simulação.

O propósito da equação 5 é minimizar o uso de fontes alternativas de energia, minimizando o custo operacional total e tentando alcançar a máxima produção do sistema.

Em outros locais onde além da geração de energia existem diversos usos preponderantes como água para abastecimento ou irrigação, a função-objetivo pode ser um índice de racionamento (equação 6). Tung et al. (2003); Chen (2003) e Chang et al. (2005) utilizaram o índice de racionamento na otimização da operação de um reservatório. Este índice apresenta a relação entre a vazão efluente do reservatório e a demanda de água para diversos usos.

$$\text{MIN: FO} = \frac{100}{N} \sum_{t=1}^N \left( \frac{QE_t}{D_t} \right)^2 \quad (6)$$

onde  $QE_t$  é a vazão efluente do reservatório no intervalo  $t$ ;  $D_t$  é a demanda no intervalo  $t$ ;  $N$  é o número de intervalos de tempo da simulação.

O índice de racionamento tende a distribuir os déficits mais sérios de cada período de forma uniforme, mas pode trazer como consequência, o incremento do número de dias com déficit.

Finalmente, a formulação do problema envolve ainda, a definição das restrições operacionais. As restrições operacionais podem ser classificadas em dois grupos (Lanna, 1982): 1) restrições físicas ou estruturais que levam em conta a dinâmica do sistema (definida geralmente através da equação de continuidade (equação 7)), e as capacidades físicas dos reservatórios (volumes máximos e mínimos); 2) restrições institucionais ou não estruturais, que estabelecem limites estipulados por decisões de ordem institucional e que procuram atender demandas do ambiente social, econômico, ambiental, etc. A diferença entre esses dois grupos é que as restrições definidas no primeiro grupo não podem ser violadas.

$$V_{t+1} = V_t + (\overline{QA}_t - \overline{QE}_t) \times \Delta t - P_t(V_t, V_{t+1}) \quad (7)$$

onde  $V_t$  é o volume do reservatório no intervalo  $t$ ;  $V_{t+1}$  é o volume do reservatório no intervalo  $t+1$ ;  $\overline{QA}_t$  é a vazão afluyente média no intervalo  $t$  e  $t+1$ ;  $\overline{QE}_t$  é a vazão efluente média no

intervalo  $t$  e  $t+1$ ;  $\Delta t$  é o intervalo de tempo;  $P_t$  é um valor que combina evaporação e outras perdas no intervalo  $t$  e  $t+1$ .

Os reservatórios operados com o objetivo do controle de cheias apresentam diferentes restrições não estruturais. A vazão limite ( $Q_{lim}$ ) utilizada nos diferentes métodos apresentados no item 2.1.2 representa, na realidade, uma restrição na vazão efluente máxima para evitar inundações em locais a jusante do reservatório. Em reservatórios operados com o objetivo do controle de cheias ainda podem existir restrições não estruturais que limitam os incrementos da vazão efluente de um intervalo de tempo para o seguinte e restrições que limitam o nível da água máximo do reservatório para evitar inundações em locais a montante do reservatório.

### 2.2.2- Determinação de regras de operação "ótimas"

Ao menos três abordagens podem ser utilizadas na otimização da operação de reservatórios:

- 1) Otimização manual utilizando um modelo de simulação.
- 2) Otimização "automática".
- 3) Combinação de modelos de simulação e otimização.

Um modelo de simulação é uma representação de um sistema usada para predizer seu comportamento com base em diferentes condições (Wurbs, 1996).

A otimização manual, por tentativa e erro, é um processo iterativo. O usuário de um modelo de simulação da operação de reservatórios altera em cada iteração, os valores das variáveis de decisão. Esse processo continua até que o mesmo usuário decida que tem encontrado a melhor solução para uma determinada função-objetivo.

A otimização manual por tentativa e erro é um procedimento trabalhoso, em função do grande número de vezes que as variáveis de decisão devem ser modificadas. Em consequência, essa abordagem pode não ser recomendada em problemas complexos que envolvem um grande número de variáveis de decisão (Mays e Tung, 1992; Fletcher e Ponnambalam, 1998).

Uma abordagem que se apresenta como mais conveniente na otimização da operação de reservatórios é a otimização automática. Um modelo de otimização utiliza um procedimento matemático que ajusta os valores das variáveis de decisão até que esse mesmo procedimento encontre a melhor solução. Assim, os modelos de otimização buscam, de forma automática, os valores “ótimos” das variáveis de decisão (Wurbs, 1996).

Dentro das técnicas e procedimentos de otimização mais utilizadas na operação de reservatórios se encontram: a programação linear (PL), a programação não-linear (PNL), a programação dinâmica (PD) e a programação dinâmica estocástica (PDE).

Aplicações de PL na otimização da operação de reservatórios podem ser encontradas em: Oliveira (1995) e Oliveira e Lanna (1997). Ainda, uma forma eficiente de PL que pode ser aplicada a esses problemas de otimização é a programação por redes de fluxos (PRF), encontrada em trabalhos como os de Tu et al. (2003) e Lund e Ferreira (1996).

Aplicações de PNL se encontram nos trabalhos de Ros e Barros (2003); Barros et al. (2003) e Fletcher e Ponnambalam (1998). Por sua vez, muitos pesquisadores avaliaram a aplicabilidade da PD ou PDE na otimização da operação de reservatórios. Alguns desses trabalhos são: Archibald et al. (1997); Becker e Yeh (1974); Braga Jr. et al. (1991); Reis (1990); Lima (2000); McLaughlin e Velasco (1990); Lanna, 1980; Philbrick Jr. e Kitanidis (1999); Ponnambalam e Adams (1996); Huang et al. (2002) e Oliveira (1985).

A escolha da abordagem e da técnica de otimização a ser utilizada depende das características do sistema analisado, da disponibilidade de dados e dos objetivos e restrições específicas (Tu et al., 2003).

Finalmente, uma abordagem alternativa consiste na utilização conjunta de modelos de simulação da operação de reservatórios e técnicas heurísticas de otimização. As técnicas heurísticas são modelos matemáticos de otimização baseados em analogias com o mundo real. Esses modelos podem ser acoplados a modelos de simulação para otimização de variáveis de decisão.

Essa abordagem foi utilizada neste trabalho e é apresentada de forma mais detalhada a seguir.

## 2.3- Programação heurística

Os métodos de programação heurística são baseados em regras de experiências prévias ou analogias aplicadas a informações quantitativas e qualitativas (Labadie, 2004). A programação heurística é integrada por métodos aproximados de otimização os quais não garantem a igualdade das soluções ótimas para diferentes inícios do sistema, apesar de que os valores das soluções ótimas são, geralmente, muito próximos.

Os estudos dos algoritmos genéticos originados em meados da década de 1970 têm-se convertido em um poderoso método de otimização, consagrando-se como umas das técnicas heurísticas mais utilizadas em problemas de otimização. Os algoritmos genéticos são métodos de otimização e busca inspirados nos mecanismos de evolução de populações de seres vivos. Eles seguem o princípio de seleção natural e sobrevivência do mais apto, introduzido por *Charles Darwin* (Goldberg, 1989; Lacerda e Carvalho, 1999; Coelho, 2003).

Um algoritmo genético mono-objetivo parte de uma população inicial de pontos (conjunto de soluções), aleatoriamente distribuídos no espaço factível, que evolui em direção ao ótimo global através de sucessivas iterações e avaliações da função-objetivo. A chance de um indivíduo da população ser selecionado para participar no processo de evolução depende do valor da função de aptidão do indivíduo. Quanto melhor o valor da função de aptidão de um indivíduo, maior é a probabilidade de ser escolhido para participar do processo de evolução. A função de aptidão é, geralmente, a função-objetivo ou uma transformação simples desta que permita uma otimização sem restrições.

Os indivíduos selecionados evoluem a cada iteração através de três processos heurísticos aplicados de forma probabilística: cruzamento, reprodução e mutação. A evolução continua até satisfazer um critério de parada obtendo como resultado um conjunto de soluções próximas a um valor ótimo. Embora não exista garantia de que o valor ótimo encontrado seja o ótimo global, o conjunto de soluções estará próximo ao ótimo global quando forem utilizados valores corretos dos parâmetros do algoritmo genético, fundamentalmente, um número suficiente de indivíduos na população. Esses valores são determinados numa etapa inicial onde é avaliada a eficiência e eficácia do algoritmo genético na resolução do problema.

Por suas características, os algoritmos genéticos se apresentam como as ferramentas ideais e de preferência para os pesquisadores que empregaram técnicas de parametrização, simulação e otimização na determinação de regras de operação de um reservatório (Chen, 2003;

Tung et al., 2003; Chang et al., 2005) ou de um sistema de reservatórios (Oliveira e Loucks, 1997; Koutsoyiannis et al., 2002; Koutsoyiannis e Economou, 2003).

No caso da operação de um reservatório (Figura 12), uma curva-guia pode ser representada por segmentos de retas (parametrização), considerando as coordenadas dos pontos extremos destes segmentos ( $C_1, T_1; C_2, T_2 \dots$ ) como as variáveis de decisão. A seguir, as curvas-guia assim definidas são utilizadas na simulação da operação do reservatório permitindo o cálculo de alguma medida de desempenho (função-objetivo), que será utilizada como função aptidão no processo de otimização.

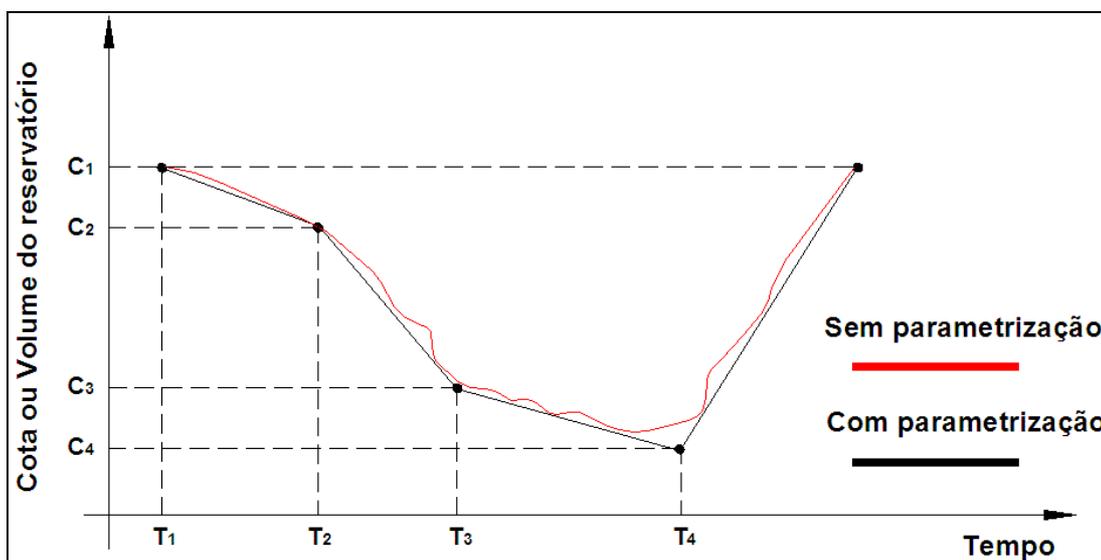


Figura 12: Curva-guia parametrizada através de segmentos de retas.

A grande vantagem da técnica de parametrização, simulação e otimização é que permite definir regras de operação ótimas utilizando um número reduzido de variáveis de decisão. Assim, a parametrização permite reduzir o número de graus de liberdade do sistema fazendo-o independentemente do número de intervalos de tempo considerados na simulação.

Chen (2003) apresentou um trabalho pioneiro na análise das diferentes alternativas de formulação dos algoritmos genéticos para definir curvas-guia na operação de um reservatório. Este autor se baseou na técnica de parametrização, simulação e otimização para obter curvas-guia otimizadas. Outros autores (Tung et al., 2003 e Chang et al., 2005) também demonstraram a aplicabilidade do esquema de parametrização, simulação e otimização na determinação de curvas-guia para a operação de um reservatório. Entretanto, Tung et al. (2003) conseguiram diminuir ainda mais o número de variáveis de decisão considerando curvas-guia com formas

predefinidas com base em simulações prévias da operação do reservatório sem nenhuma regra de operação.

A técnica de parametrização, simulação e otimização é originária, na realidade, da operação de múltiplos reservatórios. Inicialmente foi utilizada por Oliveira e Loucks (1997) e Nalbantis e Koutsoyiannis (1997) na definição de uma política de operação de um sistema de reservatórios em termos de duas curvas-guia. A primeira curva-guia definia as vazões efluentes do conjunto de reservatórios em função do volume do sistema. A segunda curva-guia indicava os alvos de volume em cada reservatório em função do volume do sistema.

Koutsoyiannis e Economou (2003) avaliaram o desempenho dessa técnica na operação de um sistema de reservatórios comparando os resultados obtidos aos de outras duas metodologias que não consideravam a parametrização. Nesse sentido realizaram vários testes, demonstrando que na situação mais desfavorável, a técnica de parametrização, simulação e otimização obteve resultados 1,90% inferiores aos resultados obtidos com a melhor das outras duas técnicas. Enquanto que na maioria dos exercícios desenvolvidos o resultado foi praticamente igual. É importante ressaltar que a diferença no número das variáveis de decisão entre as diferentes abordagens foi significativa, favorecendo de forma ampla à utilização da parametrização.

O esquema de parametrização, simulação e otimização com base em algoritmos genéticos foi ainda utilizado nas rotinas de operação de reservatórios de ferramentas chamadas de Sistemas de Apóio à Decisão como em Koutsoyiannis et al. (2002).

Outros pesquisadores preferiram uma abordagem alternativa na determinação da operação ótima de sistemas de reservatórios utilizando algoritmos genéticos. Nesse sentido, Wardlaw e Sharif (1999) e Reis e Akutsu (2002) consideraram as vazões efluentes de cada reservatório como as variáveis de decisão. Por sua vez, Santos et al. (2004) propuseram otimizar os volumes alocados a diferentes zonas operativas em um sistema de reservatórios. Essas zonas foram definidas como percentagens do volume útil do reservatório. Assim, a abordagem utilizada foi similar à utilizada na parametrização, simulação e otimização, só que neste caso, as curvas-guia possuem um valor constante durante todo o período analisado.

Finalmente, é importante salientar que a maior vantagem dos algoritmos genéticos é sua habilidade de resolver problemas altamente não lineares e não convexos (Labadie, 2004). Porém, quando utilizados em problemas de recursos hídricos, os algoritmos genéticos apresentam outra grande vantagem: a possibilidade de ser diretamente conectado com modelos de simulação hidrológica, sem necessitar de suposições simplificadoras no modelo.

## 3- BENEFÍCIOS DA PREVISÃO

A avaliação quantitativa dos benefícios da previsão de vazão na operação de reservatórios é o objetivo principal deste trabalho. Apesar da crescente demanda pela avaliação desses benefícios, não existem muitos estudos realizados. Neste capítulo são apresentadas e discutidas as tendências atuais dos benefícios da previsão de vazão na operação de reservatórios. Porém, em primeiro lugar são apresentadas algumas definições sobre previsão hidrológica que serão comumente utilizadas ao longo do resto do trabalho.

Finalmente, é abordada uma breve discussão sobre os benefícios esperados da previsão de vazão na operação de reservatórios em função da abordagem utilizada neste trabalho.

### 3.1- Algumas definições de previsão hidrológica

Neste item são apresentados alguns conceitos fundamentais sobre as previsões hidrológicas e a terminologia a propósito do tema utilizada no resto do trabalho.

A previsão de vazão é a estimativa de valores de vazão para um ou mais intervalos de tempo específicos no futuro. O intervalo de tempo no futuro, que define a antecedência das previsões, recebe o nome de horizonte da previsão. Dessa forma, com base no horizonte de previsão, a previsão de vazão é classificada em: 1) previsão de curto prazo, quando o horizonte for de poucas horas até cerca de 14 dias; 2) previsão de longo prazo, para horizontes de até nove meses (Silva, 2005).

Finalmente, se introduz o conceito de frequência da previsão, que define o período de tempo no qual são emitidos novos dados de previsão. Assim por exemplo, uma previsão de vazão que se estende por 3 dias e que é repetida a cada dia tem uma frequência diária e um horizonte de 3 dias. Neste trabalho esta previsão será denominada resumidamente 1-3 (frequência-horizonte). Da mesma forma, uma previsão 7-12 representa uma previsão de vazão afluente de 12 dias à frente (horizonte) que é gerada a cada 7 dias (frequência).

### 3.2- Estudos anteriores sobre os benefícios da previsão

Considerando a importância do assunto, não são muitos os estudos de avaliação dos benefícios econômicos da utilização da previsão de vazão na operação de reservatórios (Maurer e Lettenmaier, 2004; Hamlet et al., 2002; Yao e Georgakakos, 2001; Georgakakos et al., 1998; Yeh et al., 1982; Mishalani e Palmer, 1988).

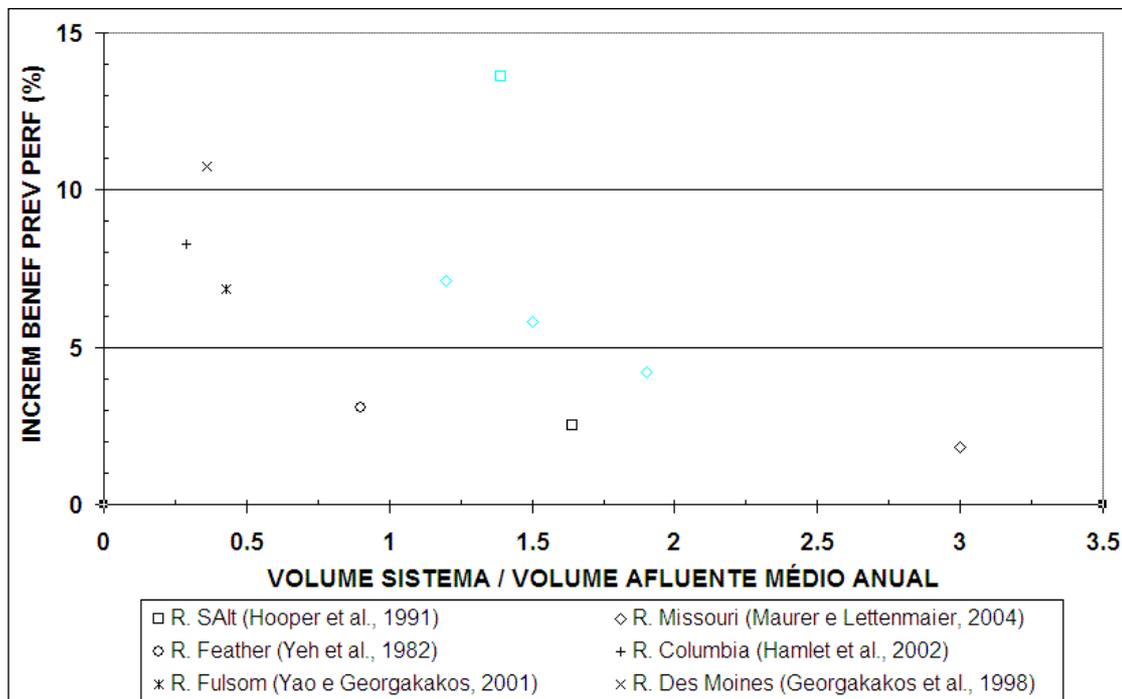
A partir da década de 80 foram iniciadas, embora esporadicamente, diversas pesquisas que tentaram avaliar os benefícios da previsão de vazão afluente na operação de reservatórios. Assim, Yeh et al. (1982) se apresentaram como os primeiros em tentar dar uma resposta às perguntas: 1) qual é o valor econômico da informação de previsão para a operação de reservatórios? 2) quais devem ser os graus de precisão das previsões para obter esses benefícios? Estes autores estabeleceram as bases das análises que seriam feitas posteriormente, e avaliaram os benefícios das previsões de longo prazo com diferentes horizontes e graus de incerteza, considerando um intervalo de tempo mensal na simulação. Yeh et al. (1982), assim como Mishalani e Palmer (1988), demonstraram que os benefícios da previsão perfeita de vazão na operação de reservatórios dependem dos horizontes de previsão, isto é, maiores benefícios são obtidos para maiores horizontes de previsão.

Outros aspectos também influenciam o benefício potencial das previsões de vazão na operação de reservatórios. Recentemente, Maurer e Lettenmaier (2004) analisaram os benefícios da previsão perfeita de vazão na operação de reservatórios com diferentes capacidades de regularização, e resumiram as avaliações dos benefícios da consideração da previsão de longo prazo na operação de reservatórios através de um gráfico reproduzido na Figura 13. Os autores utilizaram o quociente entre o volume útil do sistema e o volume afluente médio anual para caracterizar os diferentes reservatórios ou sistemas de reservatórios. Os resultados obtidos mostraram que o benefício do uso da previsão perfeita de vazão de longo prazo na operação de reservatórios tende a aumentar na medida em que as dimensões do sistema de reservatórios (ou de um único reservatório) diminuem.

A Figura 13 apresenta os resultados próprios dos autores e os obtidos por outros pesquisadores para reservatórios existentes (apresentados com pontos de cor preta). Os pontos indicados na cor celeste representam os resultados obtidos em sistemas hipotéticos reduzidos.

Aparentemente (*Comunic. pessoal, Collischonn*) a tendência indicada na Figura 13 deve se inverter, em algum momento, para reservatórios muito pequenos (volume do sistema / volume afluente próximo de zero), porque para reservatórios a fio d'água pouco benefício pode ser

esperado. Nos reservatórios pequenos a operação é limitada, havendo poucas oportunidades de tomada de decisão entre utilizar/verter a água no presente ou no futuro, o que limita os benefícios da previsão.



**Figura 13: Benefícios da previsão perfeita de vazão de longo prazo em função do quociente: volume do sistema e volume afluente médio anual (Adaptado de Maurer e Lettenmaier, 2004).**

Reservatórios muito grandes também têm pouco benefício a obter de boas previsões de vazão, uma vez que são capazes de regularizar completamente um valor muito próximo à vazão média do rio.

Aparentemente, os reservatórios que têm maior benefício a obter se a sua operação for baseada em boas previsões de vazão são os reservatórios cuja relação entre volume útil e volume afluente médio anual se encontra entre 0,25 e 0,5. Porém, é evidente que esta análise é dependente de outras características do sistema, bem como do tipo de previsão (longo prazo, curto prazo).

### 3.3- Modelos de simulação da operação de reservatórios com base na previsão

A previsão de vazão afluente aos reservatórios se apresenta como uma ferramenta para conciliar os conflitos na operação de reservatórios com usos múltiplos. Porém, os benefícios da

previsão dependem da eficiência dos modelos de previsão e da forma em que a informação da previsão é apresentada e usada pelo modelo de simulação da operação (Yao e Georgakakos, 2001).

Os primeiros modelos de simulação da operação de um reservatório com base na previsão de vazão eram simples. Estes modelos eram baseados num balanço hídrico simplificado do reservatório, onde a vazão efluente era definida com o objetivo de atender uma demanda específica constante no tempo, por exemplo: água para abastecimento, como em Mishalani e Palmer (1988). A demanda podia não ser atendida em algum intervalo de tempo apresentado se um déficit, e em consequência, perdas econômicas.

Os modelos apresentados em Yeh et al. (1982) e Mishalani e Palmer (1988) possuem um intervalo de tempo mensal e consideram previsões de longo prazo, com diferentes horizontes (de um mês até um ano). Nesses modelos, em cada intervalo de tempo são recebidos dados de previsão, em função dos quais se estabelece uma previsão de operação, ao longo do horizonte de previsão, com uma regra simples: 1) operação normal: vazão efluente igual a demanda; 2) operação otimizada: a vazão efluente é inferior à demanda em algum intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão, porém as vazões efluentes adotadas minimizam as perdas econômicas decorrentes dos déficits. Posteriormente, o balanço hídrico real do reservatório utiliza o valor da vazão efluente no primeiro intervalo de tempo da previsão de operação e a vazão afluenta observada.

Recentemente, outros pesquisadores preferiram uma abordagem alternativa para incorporar as previsões de vazão na operação de reservatórios através de modelos de simulação. Assim, Hamlet et al. (2002) e Maurer e Lettenmaier (2004) flexibilizaram as regras de operação de reservatórios nas bacias do rio Columbia e do rio Missouri, respectivamente, em função da previsão de vazão afluenta. Ambos os trabalhos avaliaram, da mesma forma que nos casos anteriores, o benefício das previsões de longo prazo considerando uma simulação da operação com intervalo de tempo mensal.

Nesses trabalhos, as regras fixas de operação, que alocavam um volume do reservatório para atingir um determinado objetivo em função de eventos críticos da série histórica, foram substituídas por uma alocação dinâmica em função da informação de previsão.

Outros trabalhos (por exemplo: Silveira, 1996 e Mine, 1998) se focaram, especificamente, em incorporar a previsão de vazão em modelos de simulação da operação de reservatórios com o objetivo de conciliar os conflitos entre a geração de energia e o controle de cheias. Como a utilização de um intervalo de tempo mensal nos modelos de simulação da

operação de reservatórios não é apropriada para eventos como as cheias (Yeh et al., 1982), nesses trabalhos foram utilizados um intervalo de tempo diário (Silveira, 1996) e de 2 horas (Mine, 1998). As previsões de vazão utilizadas por esses autores apresentaram uma frequência de um dia e horizontes de 7, 10 e 20 dias (Silveira, 1996) e frequências de 2 e 4 horas e horizontes de 12, 24, 36 e 48 horas (Mine, 1998).

O modelo de simulação da operação do reservatório desenvolvido por Silveira (1996) visa manter o reservatório sempre no nível máximo operacional, e em consequência, no ótimo da geração de energia. Nesse modelo, em cada intervalo de tempo (diário) são recebidos dados de previsão, em função dos quais se estabelece uma previsão de operação, ao longo do horizonte de previsão, com base na seguinte regra: 1) Se o volume do reservatório não supera o volume máximo operacional em nenhum intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão, a vazão de vertimento é nula; 2) Se o volume do reservatório é igual ao volume máximo operacional, as vazões efluentes são iguais às vazões afluentes; 3) Se o volume do reservatório supera o volume máximo operacional em algum intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão, é alocado um volume de espera. O modelo foi aplicado na operação do reservatório de Sobradinho, na bacia do rio São Francisco.

Os resultados obtidos foram comparados com os correspondentes da utilização do método da curva volume-duração, apresentando bons resultados desde o ponto de vista da geração de energia, como era esperado. Porém, os volumes de espera alocados de forma dinâmica, através desse modelo, não foram suficientes para minimizar as quebras de restrição nas diferentes cheias avaliadas. Em todos os casos avaliados, o modelo apresentou um desempenho inferior no controle de cheias, inclusive com horizonte de previsão de 20 dias.

Mine (1998) se baseou numa abordagem similar à anterior na simulação da operação com base na previsão do reservatório de Foz de Areia, localizado na bacia do rio Iguaçu. Embora essa autora utilizasse o modelo desenvolvido por Silveira (1996), ela incorporou uma divisão em zonas do volume útil do reservatório com diferentes políticas de operação.

Os resultados obtidos foram comparados com as operações reais desse reservatório. Os resultados se mostraram melhores em quase todas as avaliações realizadas, existindo benefícios na geração de energia nos sete eventos estudados. Porém, a operação real levou, em alguns eventos, a um deplecionamento do nível da água do reservatório não justificado pelo controle de cheias e que poderia ter influenciado nos resultados encontrados.

A análise dos resultados desse trabalho desde o ponto de vista do controle de cheias é mais difícil como consequência de que foram avaliados apenas dois eventos. Assim, no evento

mais crítico, a operação com base na previsão apresentou um menor número de intervalos de tempo com níveis da água no reservatório superiores ao nível máximo operacional, o que pode ser considerado como um benefício da previsão.

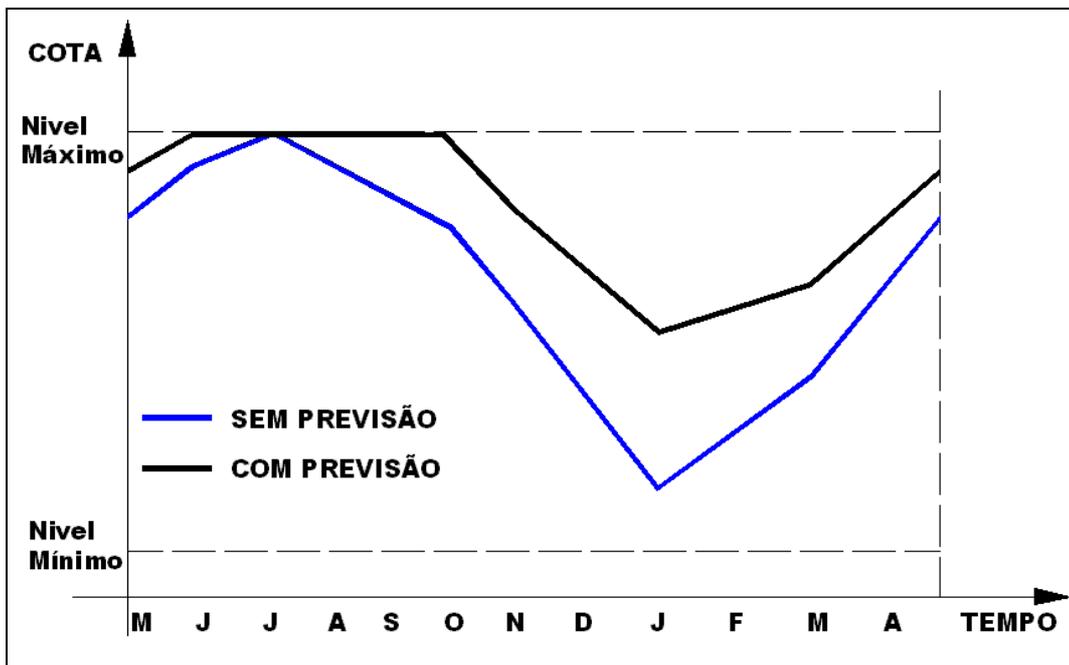
É importante ressaltar uma diferença entre os problemas abordados por esses dois autores. A vazão afluente ao reservatório de Foz de Areia não possui uma sazonalidade bem definida se apresentando cheias tanto na época de inverno como de verão. Em consequência, a alocação de volumes de espera apresenta uma grande incerteza senão fossem utilizadas previsões de vazão. Assim, mesmo com previsões de curto prazo como as utilizadas por essa autora, a consideração de boas previsões de vazão pode trazer benefícios nesses casos.

### 3.4- Benefícios esperados da previsão de vazão

A hipótese básica deste trabalho é que, com o auxílio das previsões de vazão afluente ao reservatório é possível modificar os volumes de espera e as curvas-guia, de forma a manter o nível do reservatório mais elevado, resultando em benefícios econômicos sem prejuízo para o outro objetivo da operação do reservatório que é o controle de cheias. A Figura 14 mostra, de forma simplificada, a diferença esperada entre uma curva-guia desenvolvida para a operação sem previsão e outra desenvolvida para operação com previsão.

Observa-se na Figura 14 que a curva-guia com a previsão de vazão está acima da curva-guia sem a previsão. Isso ocorre porque a curva-guia sem a previsão de vazão é desenvolvida de forma tal que, na operação do reservatório, sempre está sendo esperada a pior ou uma das piores cheias de todo o registro histórico, independentemente das condições atmosféricas observadas no momento.

O benefício da curva-guia com previsão em relação à sem previsão estaria relacionado a: (a) menor volume de espera e maior queda líquida, resultando em maior produção de energia; (b) maior volume acumulado (energia) no início de um período crítico de estiagem, reduzindo os efeitos da variabilidade interanual. Este benefício na geração de energia seria alcançado sem prejudicar o controle de cheias.



**Figura 14:** Esquema da diferença esperada entre uma curva-guia desenvolvida para operação sem previsão e uma curva-guia desenvolvida para operação com previsão de vazão.

Para testar esta hipótese foi desenvolvido um método de estimativa de benefícios, apresentado no próximo capítulo, baseado em simulação e otimização da operação de um reservatório com e sem informações de previsão de vazão.

## 4- METODOLOGIA

O método de estimativa dos benefícios do uso de previsões de vazão afluente ao reservatório é baseado em simulações matemáticas do balanço hídrico de um reservatório com dois usos conflitantes: a geração de energia e o controle de cheias. Fazem parte do método de estimativa dos benefícios os seguintes itens, cada um deles descrito separadamente no texto:

- 1) modelo de balanço hídrico de um reservatório;
- 2) algoritmo de otimização da curva-guia para controle de cheias;
- 3) modelo de operação de reservatório com base na previsão de vazão.

### 4.1- Modelo de balanço hídrico do reservatório

O modelo de balanço hídrico de um reservatório define a evolução do volume ou cota do reservatório, ao longo de um período de tempo, em função de um conjunto de variáveis. A Figura 15 apresenta as principais variáveis intervenientes na operação de um reservatório.

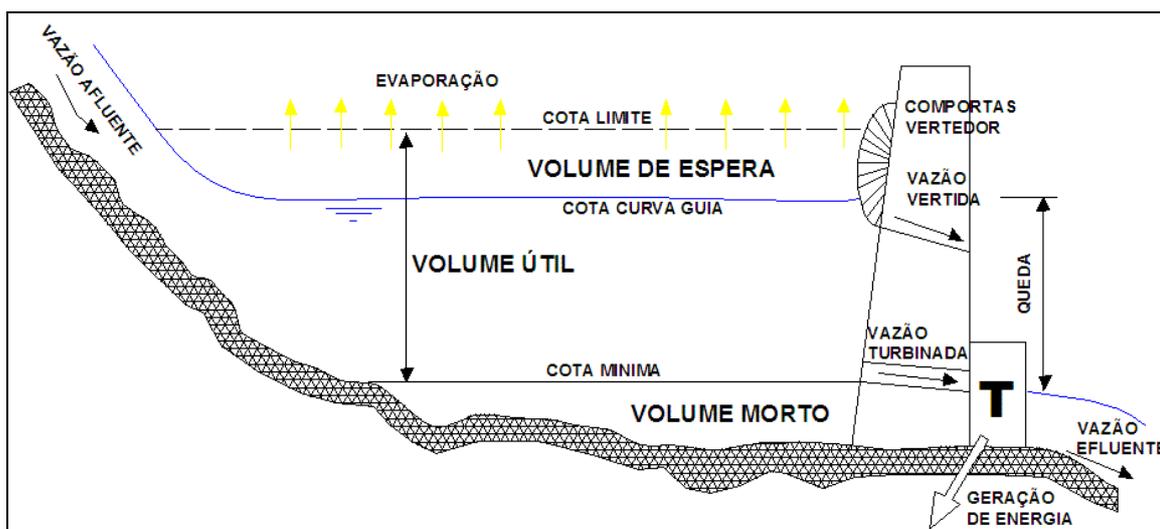


Figura 15: Principais variáveis intervenientes na operação de um reservatório.

O modelo de balanço hídrico do reservatório utiliza, em cada intervalo de tempo, uma expressão discretizada da equação de continuidade (equação 8).

$$V_t = V_{t-1} + \left( \frac{QA_{t-1} + QA_t}{2} \right) \times \frac{\Delta t}{10^6} - \left( \frac{QE_{t-1} + QE_t}{2} \right) \times \frac{\Delta t}{10^6} - \frac{E_t \times A_{t-1}}{10^3} \quad (8)$$

Nesta equação t-1 indica o intervalo de tempo anterior; t indica o intervalo de tempo atual;  $V_t$  é o volume do reservatório em t ( $\text{hm}^3$ );  $V_{t-1}$  é o volume do reservatório em t-1 ( $\text{hm}^3$ );  $QA_{t-1}$  é a vazão afluyente em t-1 ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $QA_t$  é a vazão afluyente em t ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $QE_{t-1}$  é a vazão efluente em t-1 ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $QE_t$  é a vazão efluente em t ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $\Delta t$  é o intervalo de tempo (s);  $E_t$  é a evaporação líquida diária no tempo t (mm);  $A_{t-1}$  é a área do reservatório para um volume  $V_{t-1}$  ( $\text{km}^2$ ).

A cada intervalo de tempo essa equação é resolvida para o termo  $V_t$ , considerando conhecidas as vazões afluentes (QA) nos tempos t-1 e t, e considerando que há uma relação direta entre a vazão efluente e o volume armazenado (ou o nível da água no reservatório). Assim, o volume  $V_t$  define a vazão efluente  $QE_{t+1}$  e a vazão efluente  $QE_t$  é definida pelo volume armazenado no intervalo anterior ( $V_{t-1}$ ).

Trata-se, portanto, de um método explícito de solução da equação de balanço hídrico. Considerou-se esta simplificação válida porque foi utilizado um intervalo de tempo diário, que é relativamente pequeno considerando o volume útil do reservatório em que foi feita a aplicação.

A vazão efluente total é dada pela soma da vazão turbinada e vertida, como definida na equação 9:

$$QE_t = QT_t + QV_t \quad (9)$$

onde  $QE_t$  é a vazão efluente em t ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $QT_t$  é a vazão turbinada em t ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ ) função da cota ou volume do reservatório em t-1 e da curva de vazão turbinada;  $QV_t$  é vazão vertida em t ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ ) função da cota do reservatório em t.

A aplicação da equação 8 recursivamente ao longo de toda a série de vazões afluentes observadas resulta em uma série de volumes e níveis da água ( $H_t$ ) correspondentes. Entretanto, uma das seguintes duas situações pode ocorrer ao final de um intervalo de tempo:

- 1) o volume calculado  $V_t$  é tal que  $H_t$  correspondente é igual ou inferior à curva-guia;
- 2) o volume  $V_t$  é tal que  $H_t$  correspondente é superior à curva-guia.

No caso 1, a vazão de vertimento do próximo intervalo de tempo ( $QV_{t+1}$ ) é igual a zero. No caso 2, a vazão de vertimento no próximo intervalo de tempo é tal que ao final do balanço o nível da água é exatamente igual ao nível definido pela curva-guia. Para isto, o valor da vazão vertida é calculado de acordo com a equação 10:

$$QV_{t+1} = 2 \times \frac{10^6}{\Delta t} \times \left( V_t - V_{reg_{t+1}} - \frac{E_{t+1} \times A_t}{10^3} \right) + QA_t + QA_{t+1} - QE_t - QT_{t+1} \quad (10)$$

onde  $QV_{t+1}$  é a vazão vertida em  $t+1$  ( $m^3 \cdot s^{-1}$ );  $V_t$  é o volume do reservatório em  $t$  ( $hm^3$ );  $QA_t$  é a vazão afluente em  $t$  ( $m^3 \cdot s^{-1}$ );  $QA_{t+1}$  é a vazão afluente em  $t+1$  ( $m^3 \cdot s^{-1}$ );  $QE_t$  é a vazão efluente em  $t$  ( $m^3 \cdot s^{-1}$ );  $\Delta t$  é o intervalo de tempo (1 dia), em segundos;  $E_{t+1}$  é a evaporação líquida diária em  $t+1$  (mm);  $A_t$  é a área do reservatório para um volume  $V_t$  ( $km^2$ );  $QT_{t+1}$  é a vazão turbinada em  $t+1$  ( $m^3 \cdot s^{-1}$ );  $V_{reg_{t+1}}$  é o volume indicado pela curva-guia em  $t+1$  ( $hm^3$ ).

Foram consideradas duas restrições operacionais com o objetivo de evitar inundações a jusante do reservatório. Essas restrições foram: 1) limites no valor máximo da vazão efluente ( $Q_{lim}$ ) e 2) limites no valor dos incrementos e decrementos da vazão efluente ( $QR_t$ ) de um intervalo de tempo para o seguinte. Assim, nos intervalos de tempo em que a vazão vertida calculada pela equação 10 somada à vazão turbinada resulta em uma vazão efluente superior aos limites impostos por essas restrições, a vazão vertida é recalculada, limitando-se o seu valor para impedir que a vazão efluente  $QE_{t+1}$  supere essas restrições, como expresso por exemplo, na equação 11.

$$QV_{t+1} = Q_{lim} - QT_{t+1} \quad (11)$$

Nesse caso o nível da água no reservatório pode ficar superior ao nível definido pela curva-guia, mas não se produz quebras das restrições na vazão efluente para evitar inundações a jusante do reservatório.

Para uma curva-guia pré-definida é possível simular a seqüência de volumes (em intervalo de tempo diário), níveis e vazões efluentes, utilizando os dados da série histórica de vazão afluente. Ao final da simulação o número de vezes em que é quebrada a restrição que limita o nível da água no reservatório para evitar inundações na cidade de montante pode ser analisado. Dessa forma, novas curvas-guia podem ser testadas, a partir da modificação da curva-guia original, até que não ocorram mais quebras de dita restrição no nível da água do reservatório.

Considerando que há uma relação direta entre a vazão turbinada e o nível do reservatório, a potência média gerada ao longo de um dia pode ser calculada pela equação 12. Entretanto, a potência média ao longo de toda a série analisada pode ser calculada pela equação 13:

$$Pot_t = 0.00981 \times \text{rend} \times QT_t \times (H_t - H_{cf}) \quad (12)$$

$$Pm = \frac{\sum_{t=1}^N Pot_t}{N} \quad (13)$$

onde  $Pot_t$  é a potência média gerada no dia  $t$  (MWmed);  $QT_t$  é a vazão turbinada ( $m^3 \cdot s^{-1}$ ) em  $t$ ;  $H_t$  é a cota do nível da água do reservatório no dia  $t$  (m);  $H_{cf}$  é a cota do nível da água a jusante da barragem (m);  $(H_t - H_{cf})$  é a queda no dia  $t$  (m);  $\text{rend}$  é o rendimento da central;  $N$  é o número de intervalos de tempo da simulação e  $Pm$  é a potencia média gerada no período  $N$  (MWmed). Na aplicação dessa metodologia foi considerado um valor constante de  $H_{cf}$  igual a 518,0 m e um valor constante de  $\text{rend}$  igual a 0,873.

## 4.2- Algoritmo de otimização da curva-guia

A otimização da curva-guia pode ser realizada de forma manual, utilizando o algoritmo de balanço hídrico, verificando o número de vezes em que é rompida alguma restrição, e calculando a potência média gerada. A curva-guia pode ser modificada, por tentativa e erro,

buscando maximizar a potência média sem que ocorra um único caso de rompimento de alguma restrição. Este é um procedimento trabalhoso, em função do grande número de vezes que a curva-guia deverá ser modificada.

Uma alternativa é a otimização automática, utilizando a técnica de parametrização, simulação e otimização. Uma curva-guia pode ser representada por segmentos de retas, considerando as coordenadas dos pontos extremos destes segmentos como as variáveis de decisão.

Na Figura 16 é apresentada uma curva-guia representada por cinco segmentos de reta. Cinco pontos no espaço Cota x Tempo definem a curva-guia, o que significa que há 10 variáveis de decisão. Uma curva-guia pode ser parametrizada com um número qualquer ( $n$ ) de segmentos de retas, dependendo da complexidade exigida, mas é preciso lembrar que o número de variáveis de otimização é dado por  $2 \times n$ . Alguns trabalhos anteriores (Tung et al., 2003; Chen, 2003) mostraram que é possível obter curvas-guia satisfatórias com menos de 10 pontos.

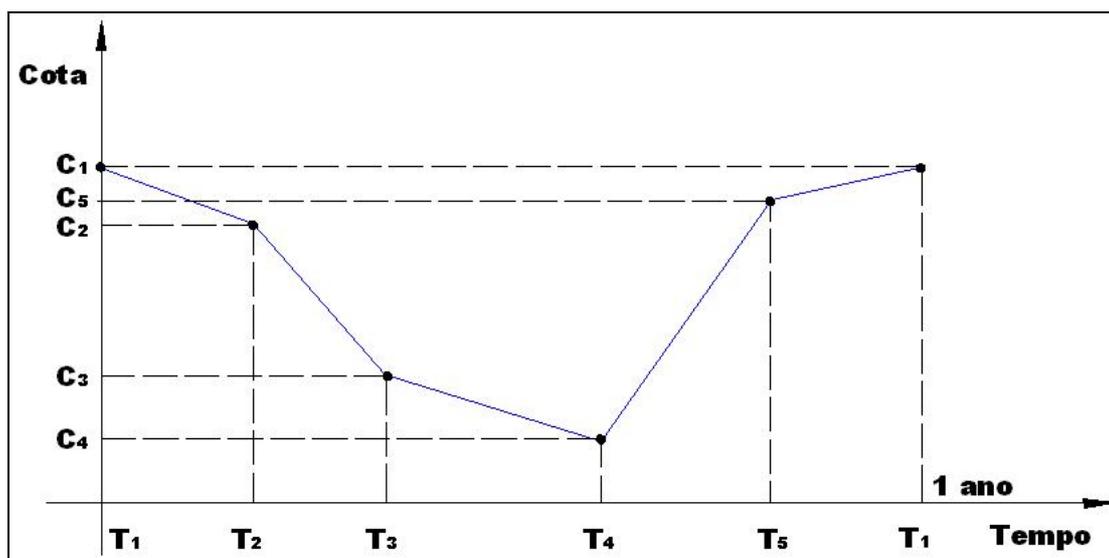


Figura 16: Curva-guia parametrizada, representada por segmentos de retas.

Eventualmente, uma curva-guia pode ser parametrizada considerando fixos os tempos  $T_1$  a  $T_n$ . Nesse caso apenas as cotas  $C_1$  a  $C_n$  são modificadas, o que pode contribuir para reduzir a dimensão do problema de otimização. Essa abordagem foi utilizada neste trabalho tornando as cotas  $C_1$  a  $C_n$  as variáveis de decisão no problema de otimização.

No presente trabalho, a otimização dos parâmetros da curva-guia foi feita utilizando o algoritmo SCE-UA (Shuffled Complex Evolution – University of Arizona; Duan et al., 1992).

Trata-se de um algoritmo de evolução de uma população, com características semelhantes a um algoritmo genético. Este algoritmo tem apresentado excelentes resultados na calibração automática de modelos hidrológicos (Duan et al., 1992; Sorooshian et al., 1993; Duan et al., 1994; Sorooshian e Gupta, 1995; Gan e Biftu, 1996; Collischonn e Tucci, 2001a; Abdulla et al., 1999; Diniz, 1999; Thyer et al., 1999 e Madsen, 2000) e ainda na determinação das regras de operação lineares de sistemas de reservatórios (Koutsoyiannis et al., 2002; Koutsoyiannis e Economou, 2003).

O algoritmo SCE-UA foi criado por Duan et al. (1992) como uma combinação da estratégia de busca do método Simplex de Nelder e Mead, com conceitos de busca aleatória supervisionada, evolução competitiva e mistura complexa.

O algoritmo opera com uma população de pontos que evolui em direção ao ótimo global de uma única função, através de sucessivas iterações e avaliações da função-objetivo. Na etapa inicial é gerada, de forma aleatória, uma população de pontos espalhados entre os limites máximos e mínimos definidos para cada variável de decisão. Esta população é separada em conjuntos (chamados de complexos) que evoluem baseados em um processo de “reprodução”.

Os passos do algoritmo são apresentados a seguir, conforme Duan et al. (1992):

- 1) Início do processo: são selecionados os valores dos parâmetros do algoritmo,  $p \geq 1$  e  $m \geq 2n+1$ , onde  $p$  representa o número de complexos,  $m$  o número de pontos em cada complexo e  $n$  o número de parâmetros do problema de otimização (variáveis de decisão). O tamanho da população ( $s$ ) é igual ao produto de  $p$  e  $m$ .
- 2) Geração da população: são gerados  $s$  conjuntos de parâmetros do modelo de simulação, entre os limites máximo e mínimo definidos para cada parâmetro. Estes conjuntos são escolhidos de forma aleatória, utilizando uma distribuição de probabilidades uniforme.
- 3) Hierarquização dos pontos: os pontos da população são avaliados com a função-objetivo e reorganizados, em ordem crescente de função-objetivo, formando o conjunto  $D$ . O primeiro ponto de  $D$  apresenta o menor (melhor) valor da função-objetivo.
- 4) Divisão em complexos: a população  $D$  de  $s$  pontos é dividida em  $p$  complexos, cada um com  $m$  pontos. A divisão de complexos segue a regra  $A^k = \{x_j^k, f_j^k\}$  onde  $x_j^k = x_{k+p(j-1)}$  e  $f_j^k = f_{k+p(j-1)}$ , para  $j = 1, \dots, m$ . Onde  $k$  é o número de complexo, que varia de 1 a  $p$ ,  $j$  é o número do ponto dentro do complexo, que varia de 1 a  $m$ ,  $x$  é o grupo de parâmetros e

$f$  é o valor da função-objetivo. Esta regra obriga a que cada complexo esteja integrado por um certo número de soluções “boas” (baixo valor da função-objetivo) e de soluções “ruins” (altos valores da função-objetivo).

- 5) Evolução dos complexos: a cada complexo é dada a oportunidade de evoluir com base no método de Evolução Competitiva Complexa, explicado mais adiante.
- 6) Mistura dos complexos: os complexos  $A^k$  são novamente agrupados na população  $D$ , e os pontos reorganizados, em ordem crescente de função-objetivo.
- 7) Teste de convergência: Se o critério de convergência é satisfeito, o algoritmo se encerra. Caso contrário, o procedimento retorna ao passo 3.

O algoritmo de Evolução Competitiva Complexa, usado no passo 5 para a evolução de cada complexo do algoritmo SCE-UA, foi descrito por Duan et al. (1992) como segue:

- 1- Início: são selecionados os valores de  $q$ ,  $\alpha'$  e  $\beta$ , que são parâmetros do SCE-UA. Os valores são escolhidos de forma que  $2 \leq q \leq m$ ,  $\alpha' \geq 1$ , e  $\beta \geq 1$ .
- 2- Atribuição de pesos: cada um dos pontos do complexo recebe um peso, proporcional a sua posição na hierarquia do complexo. Os pesos são atribuídos em função de uma distribuição de probabilidades trapezoidal, considerada em cada um dos complexos através da equação 14:

$$p_i = \frac{2 \times (m + 1 - i)}{m \times (m + 1)} \quad i = 1, \dots, m \quad (14)$$

onde  $p_i$  é o peso do ponto  $i$ ;  $i$  é a posição do ponto no complexo.

Os pesos atribuídos variam de forma linear entre o valor máximo, atribuído ao ponto  $i=1$ , até o valor mínimo, superior a zero, atribuído ao ponto  $i=m$ .

- 3- Seleção dos pais: um sub-complexo de  $q$  pontos ( $u_j$  onde  $j=1, \dots, q$ ) é escolhido de forma aleatória de cada complexo. A probabilidade de cada ponto do complexo ser parte do sub-complexo é dada pelo peso definido em 2.

4- Geração dos filhotes: os pontos do sub-complexo são organizados de forma crescente de função-objetivo e calculado o centróide dos  $q-1$  melhores pontos do sub-complexo, segundo a equação 15.

$$g = \frac{1}{q-1} \times \sum_{j=1}^{q-1} u_j \quad (15)$$

A continuação, as coordenadas de um novo ponto são calculadas como segue:

- a) O ponto  $X_R$  é chamado de “ponto de reflexão” e suas coordenadas são calculadas de acordo com a equação  $X_R=2g-u_q$ .
- b) Se  $X_R$  estiver contido no espaço factível dos parâmetros é calculado o valor da função-objetivo  $F_R$  e o procedimento continua no passo c. Caso contrário é definido o menor hipercubo que contém todos os pontos do complexo e gerado um ponto  $X_A$ , de forma aleatória, no interior deste hipercubo. Posteriormente é calculada  $F_A$  e feito  $X_R=X_A$  e  $F_R=F_A$  (passo de mutação).
- c) Se  $F_R < F_q$ ,  $u_q$  é substituído por  $X_R$  e o procedimento continua no passo e. Caso contrário, as coordenadas de um novo ponto ( $X_C$ ), chamado de “ponto de contração”, são calculadas com a equação  $X_C=(g+u_q)/2$ . Posteriormente é calculada  $F_C$ .
- d) Se  $F_C < F_q$ ,  $u_q$  é substituído por  $X_C$  e o procedimento continua no passo e. Caso contrário é definido o menor hipercubo que contém todos os pontos do complexo e gerado um ponto  $X_A$ , de forma aleatória, no interior deste hipercubo. Posteriormente é calculada  $F_A$  e substituído  $u_q$  por  $X_A$ .
- e) Repetir os passos a-d um número  $\alpha'$  de vezes.

5- Os pontos de cada um dos sub-complexos são devolvidos, modificados, a cada complexo.

6- Os passos 1 a 5 são repetidos um número  $\beta$  de vezes.

A Figura 17 apresenta as alternativas na geração do novo ponto num sub-complexo considerando um problema hipotético de otimização com duas variáveis de decisão. Os pontos pretos pertencem a um complexo. Os pontos  $X_i$  ( $i=1, 2, 3$ ) foram selecionados para formar um sub-complexo onde o ponto  $X_3$  apresenta o maior valor de função-objetivo e, em consequência, é o pior indivíduo do sub-complexo.

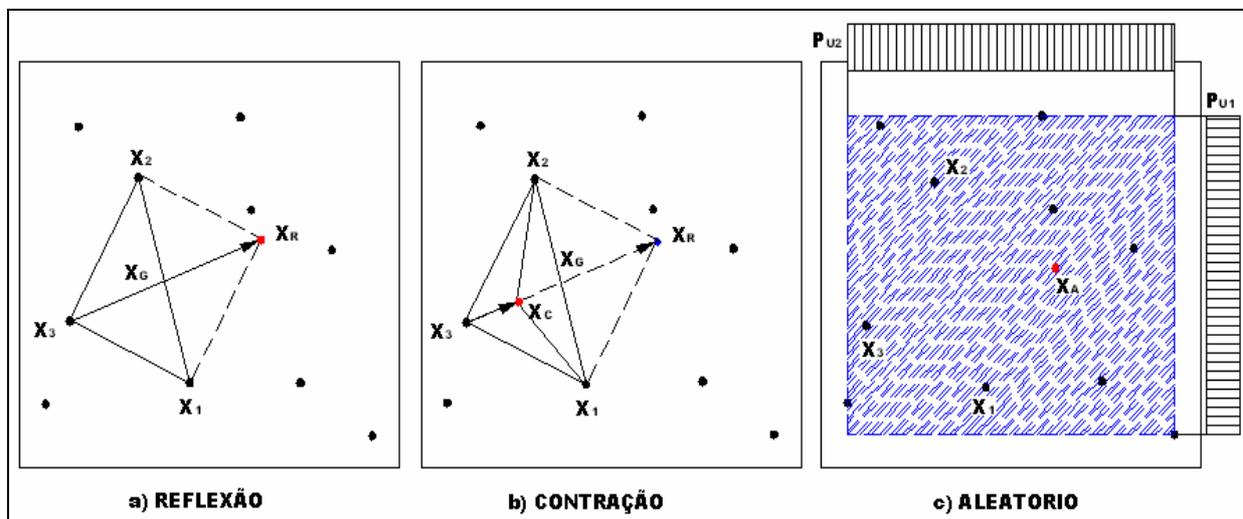


Figura 17: Alternativas na geração do novo indivíduo num sub-complexo.

O algoritmo está descrito de forma mais detalhada nos textos de Duan et al. (1992), Sorooshian e Gupta (1995), Diniz (1999) e Collischonn e Tucci (2001a). Nesta pesquisa foi utilizada a versão em FORTRAN do algoritmo SCE-UA adaptada e testada por Collischonn e Tucci (2001a). Adicionalmente foi desenvolvido um critério de parada para este algoritmo baseado na análise das maiores diferenças (entre os diferentes indivíduos da população) dos valores da função-objetivo e de cada parâmetro. A análise é feita a cada iteração e encerra quando os valores se encontram dentro de uma entorno pré-definido pelo usuário. A descrição do critério de parada e o código de programação em FORTRAN se encontram no **Anexo 1**.

Na aplicação deste trabalho o algoritmo SCE-UA foi utilizado considerando como variáveis de otimização os valores das cotas da curva-guia em diferentes intervalos de tempo ao longo do ano. Testes preliminares, apresentados no **Anexo 2**, mostraram que um número não superior a dez pontos era suficiente para uma boa descrição da curva-guia ótima.

A função-objetivo considerada é apresentada na equação 16. A maximização desta função-objetivo corresponde a maximizar a energia gerada sem romper uma restrição de nível máximo no reservatório para evitar inundações a montante da barragem, imposta na forma de uma severa penalidade.

$$FO = \sum_{t=1}^N Pot_t - pen_t \quad (16)$$

onde  $Pot_t$  é a potência média gerada no dia  $t$  (MWmed – veja equação 12);  $N$  é o número de dias da série de vazões afluentes considerada na simulação;  $pen_t$  é uma penalidade aplicada quando a cota do reservatório supera o valor da cota máxima definida pela restrição (MWmed) no dia  $t$ .

A penalidade foi definida em um valor tão alto, que qualquer solução que não respeitasse a restrição de nível máximo era automaticamente inviabilizada como solução ótima.

### 4.3- Modelo de operação com base na previsão de vazão

Neste item é apresentado o modelo de operação de um reservatório com base na previsão de vazão afluente desenvolvido neste trabalho. Foi dado ao modelo o nome de “AMANDA”. O modelo AMANDA apresenta as seguintes características principais:

- 1) Aplica-se a um reservatório com características de aproveitamento de cabeceira com operação isolada de controle de cheias.
- 2) A operação do reservatório é feita com base numa curva-guia e na previsão de vazão afluente.
- 3) O intervalo de tempo utilizado na simulação é diário.
- 4) Utiliza previsões de vazão afluente com um horizonte e frequência pré-definidos para cada simulação. Estes valores podem ser mudados para diferentes simulações. O modelo pode ser utilizado para a operação com base em previsões com qualquer combinação de horizonte e frequência, desde que o horizonte seja igual ou maior do que a frequência.
- 5) Define a operação do reservatório (vazões turbinadas e vertidas) no dia em que recebe os dados de previsão para os próximos intervalos de tempo até receber os novos dados de previsão.

O modelo AMANDA é composto por dois módulos. No módulo de operação real é feito o balanço hídrico do reservatório em cada intervalo de tempo com base na equação 8 (item 4.1) sendo já conhecida a vazão efluente, que é definida previamente no módulo de previsão de operação (aninhado ao principal), com base na previsão de vazão afluente e numa curva-guia específica. O módulo de operação real entrega o comando da simulação ao módulo de previsão de operação em cada intervalo de tempo no qual recebe os dados de previsão.

Dentro do módulo de previsão de operação é feita uma previsão de operação do reservatório para cada intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão. Esta operação é baseada na utilização da vazão afluente prevista nos balanços hídricos que realiza. O módulo de operação real, posteriormente utiliza as vazões vertidas e turbinadas definidas pelo módulo de previsão de operação para realizar o balanço hídrico até o momento em que recebe novos dados de previsão. A diferença entre o módulo de operação real e o de previsão de operação é que, as vazões afluentes utilizadas no módulo de operação real são as vazões afluentes observadas, enquanto no módulo de previsão de operação são as vazões afluentes previstas.

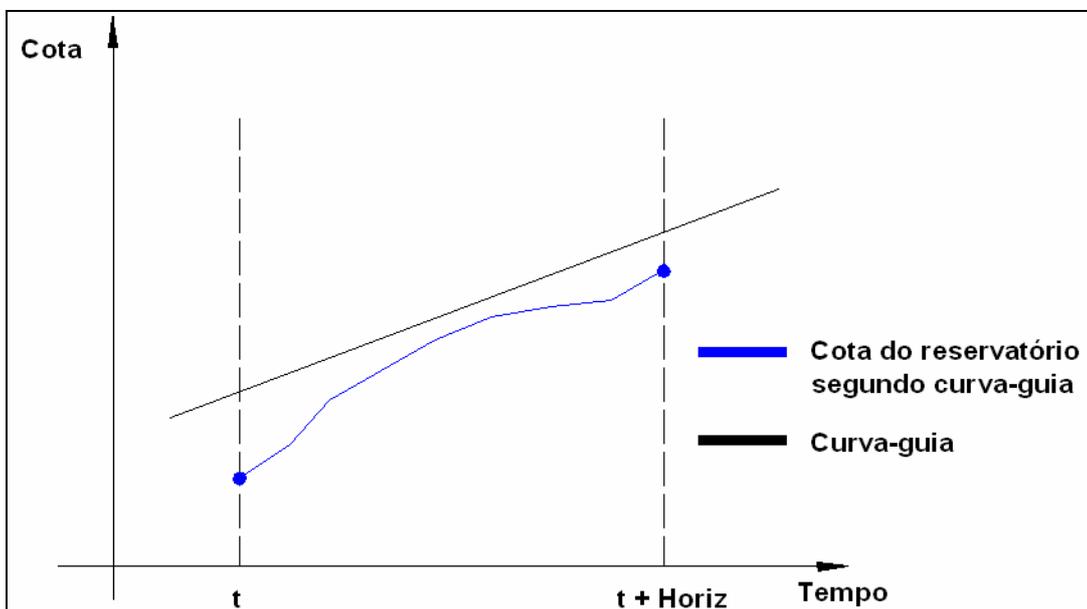
#### 4.3.1- Módulo de previsão de operação

O módulo de previsão de operação recebe as previsões de vazão afluente para todos os intervalos de tempo do horizonte de previsão e realiza o balanço hídrico do reservatório segundo a equação 8 (item 4.1). A função do módulo de previsão de operação é definir as vazões efluentes (turbinadas e vertidas). Isto é feito através de 1 a 3 passos, conforme o texto que segue:

- Passo 1: As vazões vertidas e turbinadas são definidas de acordo com a curva-guia e é feita a simulação do balanço hídrico do reservatório até o final do horizonte de previsão.
- Passo 2: Se necessário, corrige as vazões efluentes definidas no passo 1, buscando diminuir as vazões vertidas definidas pela curva-guia.
- Passo 3: Se necessário, corrige as vazões efluentes definidas no passo 1, buscando aumentar as vazões vertidas definidas pela curva-guia.

Numa primeira aproximação (passo 1), as vazões vertidas são definidas pela curva-guia e as vazões turbinadas são definidas considerando que há uma relação direta entre a vazão turbinada e o nível do reservatório. Ao final desta primeira aproximação, de acordo com a variação do nível da água no interior do reservatório ao longo do horizonte de previsão, ocorrem diferentes situações, que podem ser agrupadas em três casos típicos, descritos pelas figuras e pelo texto que seguem:

- Caso A: O nível da água não supera a cota definida pela curva-guia em nenhum intervalo de tempo ao longo do horizonte de previsão (Figura 18).
- Caso B: O nível da água supera a cota definida pela curva-guia em um ou mais intervalos de tempo ao longo do horizonte de previsão, mas fica abaixo da curva-guia no último intervalo do horizonte de previsão (Figura 19).
- Caso C: O nível da água supera a cota definida pela curva-guia no último intervalo do horizonte de previsão (Figura 20).



**Figura 18: Caso A: O nível da água não supera a curva-guia em nenhum momento ao longo do horizonte de previsão.**

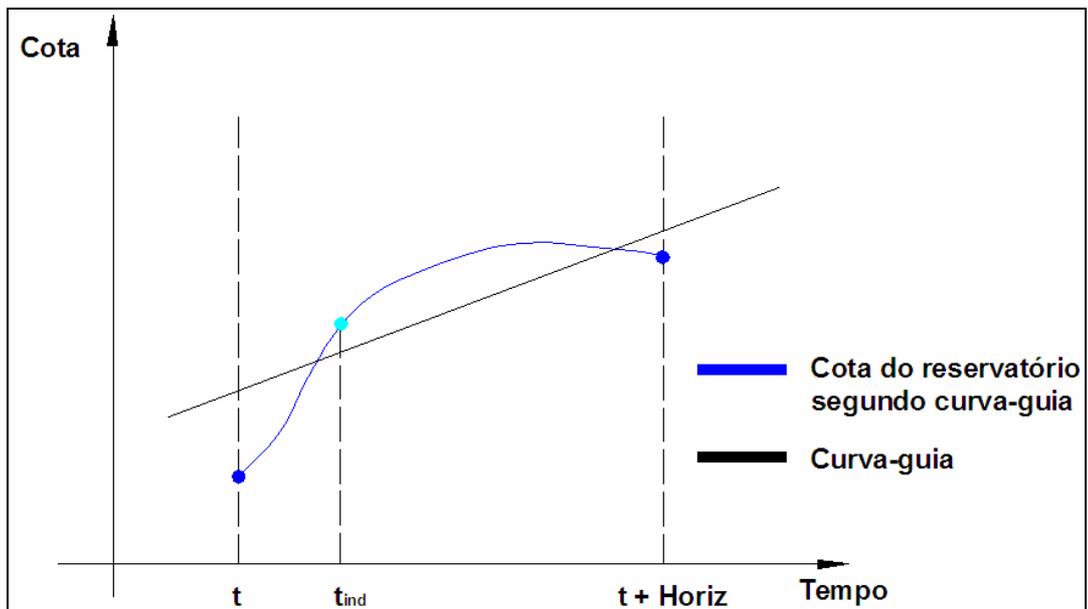


Figura 19: Caso B: O nível da água supera a curva-guia em pelo menos um intervalo de tempo ao longo do horizonte de previsão, porém no último intervalo de tempo o nível do reservatório está abaixo da curva-guia.

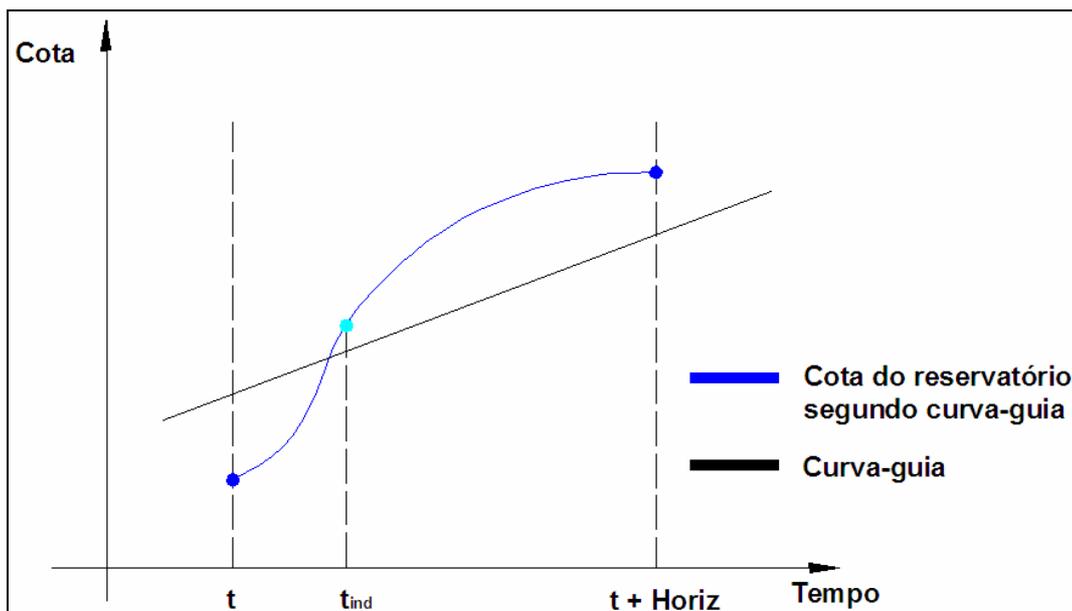


Figura 20: Caso C: O nível da água supera a curva-guia no último intervalo de tempo do horizonte de previsão.

### Caso A

No caso A (Figura 18) as vazões efluentes adotadas no passo 1 são aceitas. Neste caso, não existem vertimentos em todo o horizonte de previsão. A vazão turbinada é definida em função da cota prevista do reservatório considerando que há uma relação direta entre a vazão

turbinada e o nível do reservatório. Assim, a vazão efluente é igual à vazão turbinada em cada intervalo de tempo, e os próximos passos não são executados.

## Caso B

No caso B (Figura 19), a operação do reservatório seguindo a curva-guia exige vertimentos a partir do intervalo de tempo  $t_{ind}$ , quando o nível da água no reservatório passa a ser superior à cota definida pela curva-guia. De acordo com o modelo de balanço hídrico do reservatório, estes vertimentos devem ser os mais altos possíveis, respeitando as restrições de máximo incremento entre dias consecutivos e de máximo valor absoluto. No caso B constata-se que as vazões vertidas poderiam ter sido menores, de forma a evitar que ao final do horizonte da previsão o nível da água no reservatório esteja abaixo da curva-guia. Para reduzir as vazões vertidas em situações como a do caso B, é realizado o procedimento iterativo do passo 2.

O passo 2 consiste de uma flexibilização controlada da curva-guia, onde admitem-se situações em que o nível da água do reservatório pode ficar acima da curva-guia sem que existam vertimentos, em função das informações de previsão de vazão. Admite-se que o nível da água no reservatório pode ficar acima da cota dada pela curva-guia, desde que o nível da água não atinja uma região definida aqui como região de proteção, dada por  $H_{max} - H_{seg}$ , onde  $H_{max}$  é o valor da restrição que limita o nível da água no reservatório para evitar inundações na cidade de montante e  $H_{seg}$  é um parâmetro que reflete o grau de confiança nas previsões. Quando as previsões de vazão são perfeitas,  $H_{seg}$  pode ser igual a zero. Quando são utilizadas previsões reais,  $H_{seg}$  deve ser maior do que zero, e o seu valor vai depender das características do reservatório e da qualidade das previsões de vazão utilizadas.

O passo 2 pode ser descrito pelas etapas que seguem:

- 1) Para valores de  $k$  entre 0 e  $t+freq-t_{ind}$ ;
  - a) Reduzir vertimentos entre  $t_{ind}+k$  e  $t+freq$ , isto é,  $QV_t = \min \{0; QV_R\}$  onde  $QV_R$  é o valor mínimo dos vertimentos em função de restrições nos decrementos da vazão efluente, em  $m^3.s^{-1}$ .
  - b) Realizar balanço hídrico de todo o horizonte de previsão, usando as vazões vertidas reduzidas entre  $t_{ind}+k$  e  $t+freq$  e as vazões vertidas definidas pela curva-guia nos intervalos entre  $t+freq$  e  $t+horiz$ , obtendo  $H_t$  (valores do nível da água do reservatório ao longo do horizonte de previsão).

- c) Testar todos os valores de  $H_t$  no horizonte de previsão para verificar se são superiores ao limite  $H_{\max} - H_{\text{seg}}$ . Em caso positivo (Figura 22), incrementa o valor de  $k$  e volta à etapa a). Em caso negativo (Figura 21), assume os novos valores de vazões vertidas e encerra o módulo de previsão de operação.
- 2) Se, para todos os  $k$  testados sempre ocorre pelo menos um intervalo de tempo em que  $H_t > H_{\max} - H_{\text{seg}}$ , então segue para o passo 3 (como no caso C).

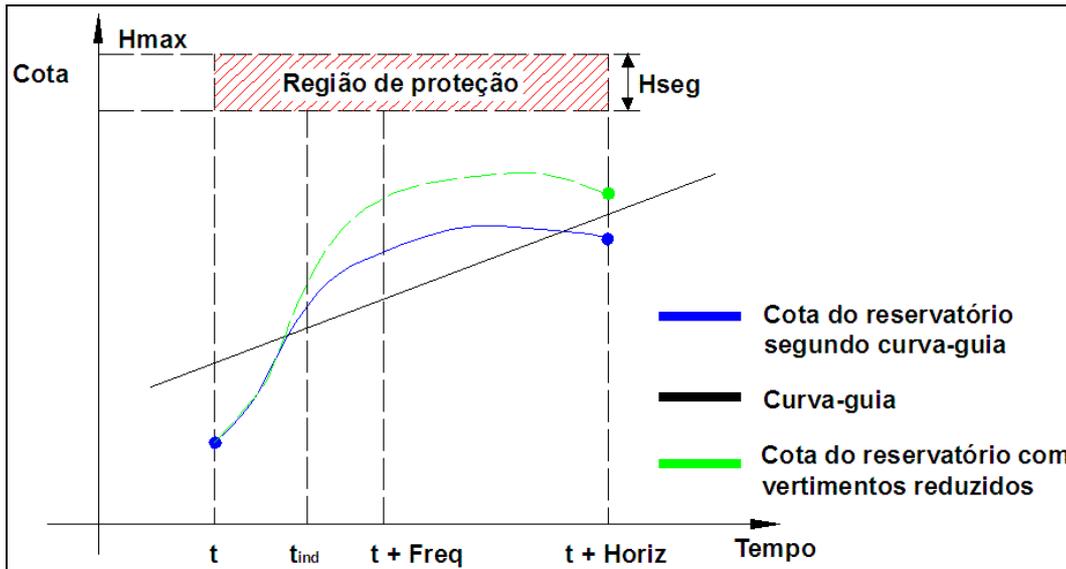


Figura 21: Cotagramas do reservatório operado segundo a curva-guia (linha azul) e com vertimentos reduzidos (linha verde).

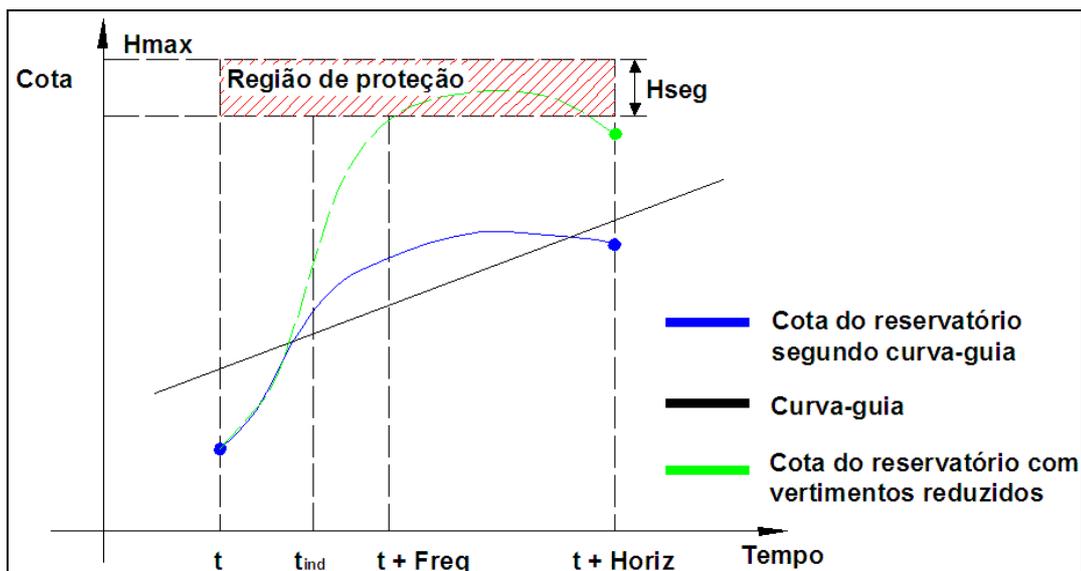
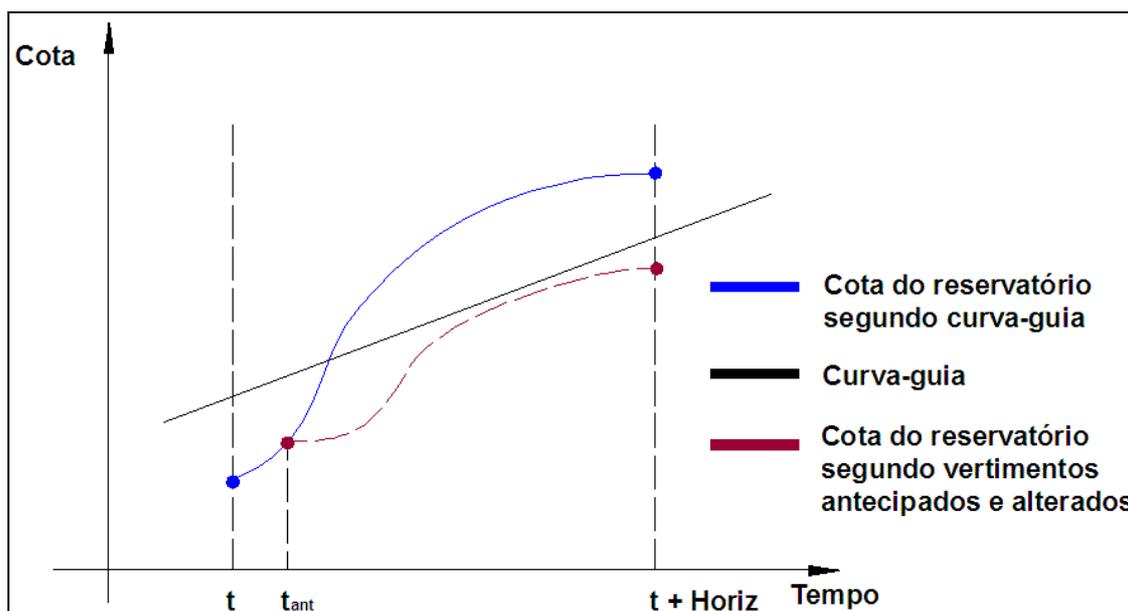


Figura 22: Cotagramas do reservatório operado segundo a curva-guia (linha azul) e com vertimentos reduzidos (linha verde) numa situação em que a região de proteção é invadida no horizonte de previsão.

## Caso C

No Caso C, apresentado na Figura 20, quando o nível da água no último intervalo de tempo do horizonte da previsão é superior ao nível dado pela curva-guia, o módulo secundário busca aumentar e ou antecipar os vertimentos. Os objetivos dessa alteração nos valores dos vertimentos são: 1) que o nível no último intervalo de tempo do horizonte de previsão seja igual ao definido pela curva-guia; 2) que não ocorra nenhum intervalo de tempo com o nível superior ao nível definido pela curva-guia dentro do horizonte de previsão. A metodologia de determinação do aumento e ou antecipação das vazões vertidas é realizada no passo 3.

O passo 3 é um procedimento iterativo que inicia verificando qual o volume total sobre a curva-guia ao longo do horizonte de previsão, de acordo com a operação definida no passo 1. A partir daí, os vertimentos são antecipados e alterados, em relação aos vertimentos definidos no passo 1, buscando eliminar completamente o volume sobre a curva-guia, resultando em um cotograma como o apresentado na Figura 23.



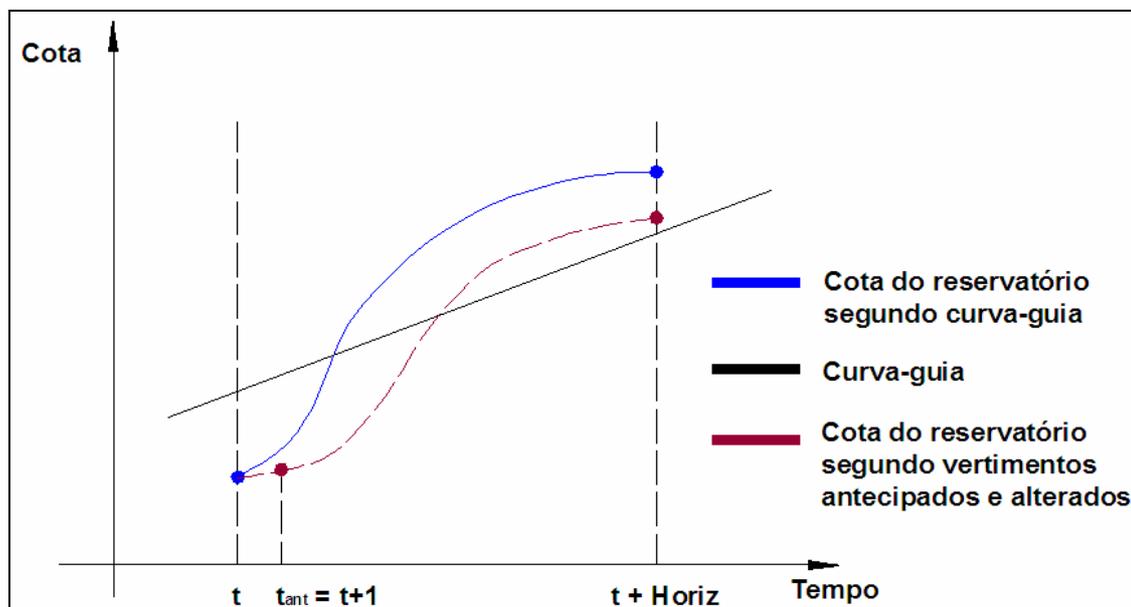
**Figura 23: Exemplo de cotograma original no reservatório, resultante do passo 1 (linha azul) e cotograma resultante da operação com vertimentos antecipados e alterados (linha vermelha).**

Para definir a alteração da operação em relação ao passo 1, a antecipação dos vertimentos é testada iterativamente, desde o intervalo de tempo em que o nível do reservatório excede a cota definida pela curva-guia ( $t_{ind}$ ), para trás (intervalos de tempo anteriores), até o intervalo de tempo inicial do horizonte de previsão ou até que a antecipação dos vertimentos é suficiente para eliminar o volume sobre a curva-guia. Nesta etapa inicial, os valores dos vertimentos na

antecipação se correspondem aos máximos valores que somados às respectivas vazões turbinadas, satisfazem as restrições na vazão efluente. O intervalo de tempo inicial da antecipação dos vertimentos é chamado  $t_{ant}$  (Figura 23).

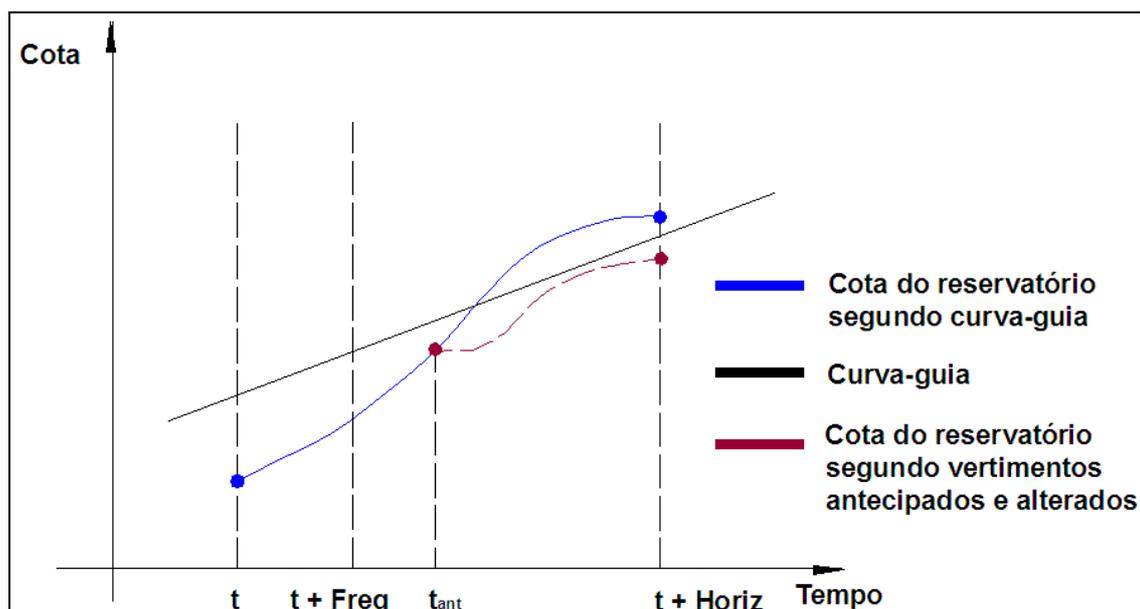
Com relação ao tempo  $t_{ant}$  podem ocorrer três situações, dependendo do valor de  $t_{ant}$  comparado ao tempo  $t$  (em que inicia a previsão) e ao tempo  $t+freq$  (tempo em que uma nova previsão será realizada).

Se mesmo aumentando os vertimentos e antecipando seu início para o primeiro dia da operação ao longo do horizonte de previsão não é possível eliminar todos os dias em que o nível da água no reservatório é superior à cota definida na curva-guia, como apresentado na Figura 24, então a operação define que os vertimentos em cada um dos dias de  $t+1$  até  $t+freq$  serão os máximos admitidos pelas restrições.



**Figura 24: Exemplo de situação em que mesmo antecipando e aumentando os vertimentos ao máximo admitido pelas restrições não é possível evitar que o cotograma no reservatório supere a curva-guia.**

Se  $t_{ant}$  for superior a  $t+freq$  (Figura 25), então os vertimentos deverão ser aumentados apenas na próxima revisão da operação (em  $t+freq$ ), e a operação (vazões vertidas e turbinadas) definida no passo 1 não é alterada.



**Figura 25: Exemplo de situação em que antecipando e aumentando os vertimentos apenas após o tempo  $t + \text{freq}$  é possível evitar que o cotograma no reservatório supere a curva-guia.**

Finalmente, se  $t_{\text{ant}}$  for inferior a  $t + \text{freq}$  e superior ou igual a  $t + 1$ , o cotograma resultante da operação com vertimentos alterados é tipicamente igual ao apresentado na linha vermelha, na Figura 23. Em geral, esta primeira aproximação resultará em níveis inferiores aos definidos pela curva-guia, o que representa um “desperdício” de água, do ponto de vista da geração de energia.

Nesse caso inicia uma segunda etapa do passo 3, realizada de forma iterativa, que consiste numa correção dos vertimentos alterados visando dois objetivos: 1) que os vertimentos em  $t_{\text{ant}}$  sejam os mínimos necessários para que o nível da água do reservatório não exceda à curva-guia em nenhum intervalo de tempo dentro do horizonte de previsão; 2) que o nível da água do reservatório ao final do horizonte de previsão seja exatamente igual ao definido pela curva-guia (Figura 27).

Para transformar o cotograma alterado da Figura 23 no cotograma alterado ideal da Figura 27 (linha verde), são necessárias duas etapas: 1) O valor do vertimento alterado em  $t_{\text{ant}}$ , definido na etapa inicial do passo 3 (valor máximo admitido pelas restrições) é diminuído, mantendo os vertimentos no resto do horizonte de previsão iguais aos definidos na referida etapa. Esse processo é feito de forma iterativa até encontrar um intervalo de tempo, chamado de  $t + x$ , no qual a cota do reservatório coincide com a definida pela curva-guia e, além disso, não existem outros intervalos de tempo dentro do horizonte de previsão com cota superior à definida pela curva-guia (Figura 26); 2) Os vertimentos alterados desde  $t + x + 1$  até o último intervalo de tempo do

horizonte de previsão ( $t+\text{Horiz}$ ), definidos na etapa inicial do passo 3 (valores máximos admitidos pelas restrições) são diminuídos para que a cota do reservatório no último intervalo de tempo do horizonte de previsão seja exatamente igual ao da curva-guia, como apresentado na Figura 27.

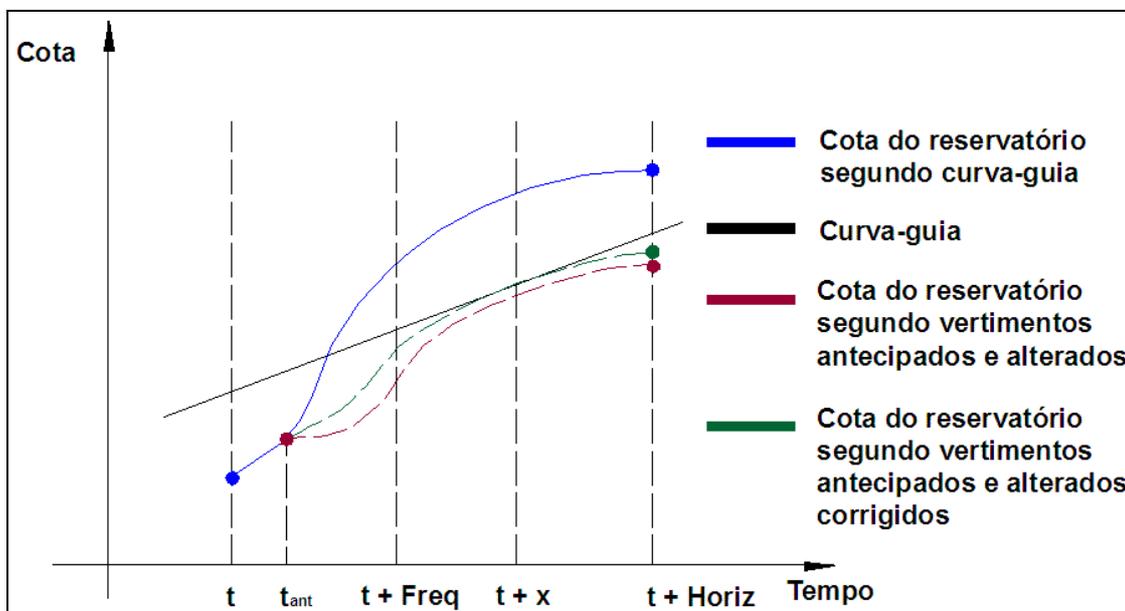


Figura 26: Exemplo de cotagrama com vertimentos alterados corrigidos.

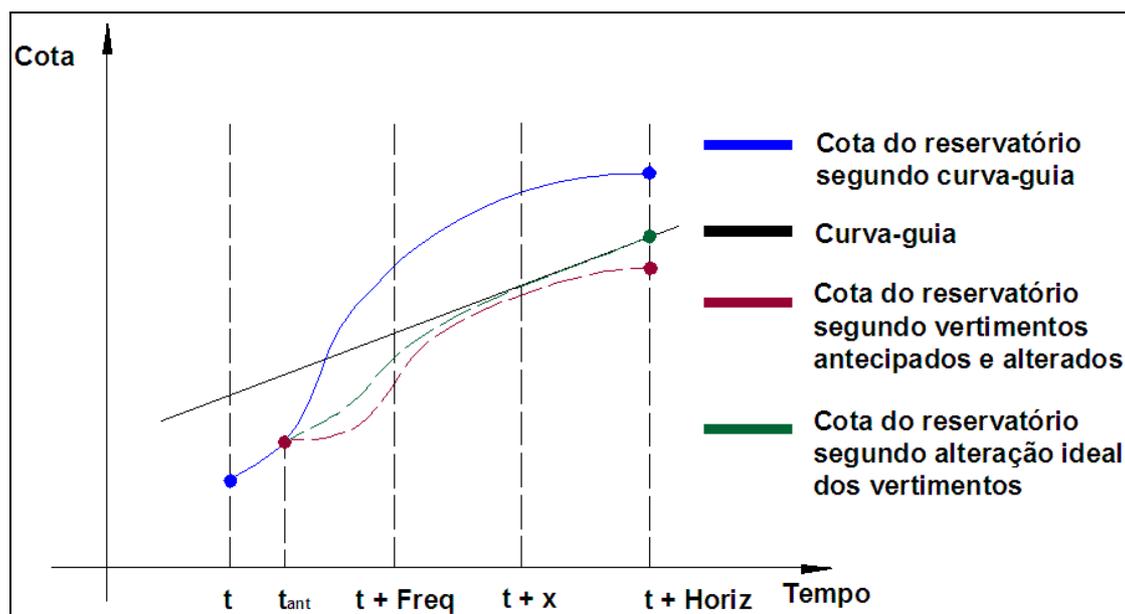


Figura 27: Exemplo de cotagrama com alteração ideal dos vertimentos (linha verde).

#### 4.3.2- Módulo de operação real

No módulo de operação real é realizado o balanço hídrico do reservatório com as vazões afluentes reais (observadas) e com as vazões efluentes (totais) definidas no módulo de previsão de operação.

Entretanto, a vazão turbinada definida no módulo de previsão de operação sofre alterações em função dos erros da previsão. A vazão turbinada é definida de acordo com a relação entre nível e vazão, com base nos níveis da água reais, calculados a partir do balanço hídrico do módulo de operação real, que utiliza as vazões afluentes observadas. Para manter a vazão efluente total igual à definida no módulo de previsão de operação, a vazão vertida é modificada de forma que a soma total (vertida + turbinada) se mantenha igual à originalmente calculada.

O módulo de operação real calcula as condições iniciais reais para a próxima data em que são feitas previsões de operação ( $t+\text{freq}$ ), e também calcula a potência média gerada em cada intervalo de tempo.

#### 4.3.3- Otimização da operação do reservatório com base na previsão de vazão

O modelo de operação com base na previsão de vazão pode ser otimizado utilizando a mesma metodologia descrita no item 4.2. Neste caso é otimizada uma curva-guia que possa ser utilizada como base para o modelo AMANDA, como descrito nos subitens acima.

Como descrito no item 3.4, espera-se que a curva-guia otimizada para um modelo de operação que leva em conta a previsão tenha cotas mais altas do que a curva-guia otimizada para um modelo de operação que não leva em conta a previsão.

## 4.4- Resumo da metodologia

A metodologia utilizada na avaliação dos benefícios da previsão envolve a otimização da operação do reservatório sem previsão e com base na previsão. Nesse sentido, foram desenvolvidos dois modelos de simulação da operação do reservatório.

Ambos modelos utilizam um método explícito de solução da equação de balanço hídrico do reservatório. As vazões afluentes, as vazões efluentes (turbinadas e vertidas) e as perdas por evaporação foram as principais variáveis intervenientes consideradas nessa equação. O intervalo de tempo da simulação foi o diário, embora possa ser utilizado um intervalo qualquer, como o horário ou semanal.

O modelo de operação sem previsão está baseado na utilização de uma curva-guia para controle de cheias que define uma regra de operação simples: 1) se o nível da água está abaixo do indicado pela curva-guia não existem vertimentos; 2) se o nível da água no reservatório se encontra acima da curva-guia é necessário verter até alcançar novamente a curva-guia. Nesse caso, as vazões efluentes (soma das vazões turbinadas e vertidas) devem respeitar as restrições existentes na vazão efluente do reservatório, sendo impossível a quebra dessas restrições.

O modelo de operação com base na previsão de vazão também utiliza uma curva-guia para controle de cheias. O que diferencia este modelo do sem previsão é que a regra de operação definida pela curva-guia pode ser flexibilizada em função da informação da previsão de vazão afluente. O modelo de operação com base na previsão de vazão desenvolvido neste trabalho foi chamado de AMANDA.

O modelo AMANDA tem duas características principais: 1) Utiliza previsões de vazão afluente com um horizonte e frequência pré-definidos para cada simulação. Esses valores podem ser mudados para diferentes simulações; 2) Define a operação do reservatório (vazões turbinadas e vertidas) no dia em que recebe os dados de previsão para os próximos intervalos de tempo até receber os novos dados de previsão.

As curvas-guia otimizadas foram obtidas através da técnica de parametrização, simulação e otimização. Através da parametrização as diferentes curvas-guia são representadas por segmentos de retas, considerando as coordenadas dos pontos extremos desses segmentos como as variáveis de decisão.

A função-objetivo considerou a maximização da energia gerada sem romper a restrição que limita o nível da água no reservatório (para evitar inundações a montante), imposta na forma de uma severa penalidade. A penalidade foi definida em um valor tão alto, que qualquer solução que não respeitasse dita restrição era automaticamente inviabilizada como solução ótima.

A aplicação da técnica de parametrização, simulação e otimização para obter as curvas-guia com e sem previsão muda apenas no modelo de simulação utilizado. Assim, no caso de uma curva-guia otimizada com previsão, o modelo utilizado na simulação da operação do reservatório é o modelo AMANDA. Em quanto que no caso de uma curva-guia otimizada sem previsão, é utilizado o modelo de operação do reservatório sem previsão (modelo de balanço). Em todos os casos, o modelo de otimização utilizado foi o algoritmo SCE-UA (Duan et al., 1992).

## 5- APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentadas três diferentes abordagens que foram utilizadas para avaliar os benefícios da previsão de vazão com base na metodologia previamente apresentada. Essas abordagens consideraram:

- 1) A avaliação dos benefícios da previsão perfeita de vazão. Esses benefícios representam os patamares superiores que poderiam ser obtidos num caso ideal, e são úteis para comparação e análise;
- 2) a avaliação dos benefícios de previsões reais de vazão. As previsões reais de vazão foram obtidas do trabalho de Silva (2005);
- 3) a análise de sensibilidade do volume útil de reservatório. Essa análise teve o objetivo de verificar os resultados apresentados por Maurer e Lettenmaier (2004) nos quais os benefícios obtidos com a previsão de vazão de longo prazo aumentam na medida em que as dimensões do sistema de reservatórios (ou de um único reservatório) diminuem.

Entretanto, no primeiro lugar são apresentados o estudo de caso e os dados utilizados neste trabalho.

### 5.1- O estudo de caso

Os reservatórios operados para atender demandas de água para abastecimento, irrigação e geração de energia são, normalmente, mantidos em níveis tão altos como possível para garantir uma reserva de água que será utilizada durante os períodos críticos de estiagem. Por sua vez, reservatórios operados com o objetivo de reduzir inundações a jusante da barragem são mantidos em níveis mínimos para que as cheias possam ser absorvidas e as vazões máximas reduzidas.

Quando um mesmo reservatório é operado para atender os dois tipos de objetivos surgem conflitos.

Um exemplo é o caso do reservatório de Três Marias, no rio São Francisco, em Minas Gerais. Este reservatório é operado de forma a evitar vazões superiores ao limite que provoca inundações na cidade de Pirapora, localizada a jusante, como mostra o esquema da Figura 28. Também é necessário evitar que o nível da água no reservatório supere uma cota máxima a partir da qual começam a ocorrer inundações na cidade de Morada Nova de Minas localizada a montante. Assim, embora seja possível verter uma vazão muito alta (vazão de projeto do vertedor), na operação normal existem restrições de jusante.

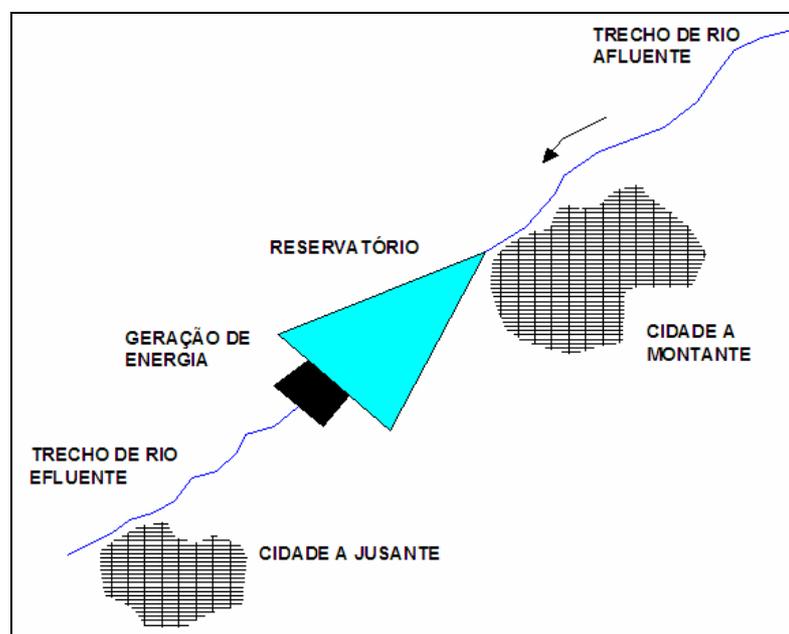


Figura 28: Esquema da configuração espacial do sistema analisado.

Para simplificar a análise, de forma que seus resultados pudessem ser mais facilmente interpretados e que o benefício da previsão de vazão na operação se tornasse claro, a metodologia foi aplicada a esse único reservatório, como se operasse de forma isolada. Isto representa uma simplificação, já que as usinas hidrelétricas e os reservatórios estão interligados por linhas de transmissão, e as decisões de operação levam em conta a situação do conjunto de reservatórios. Entretanto, para um aproveitamento de cabeceira, como o reservatório de Três

Marias, a operação para controle de cheias pode ser considerada razoavelmente independente (ONS, 2001), de forma que, para esses casos a análise é relativamente realista.

Nesse problema simplificado foi considerado que o reservatório possui apenas, dois usos: a geração de energia e o controle de cheias.

## 5.2- Dados do estudo de caso

Neste item são apresentados os dados de características físicas e hidrológicas do reservatório de Três Marias utilizados neste trabalho.

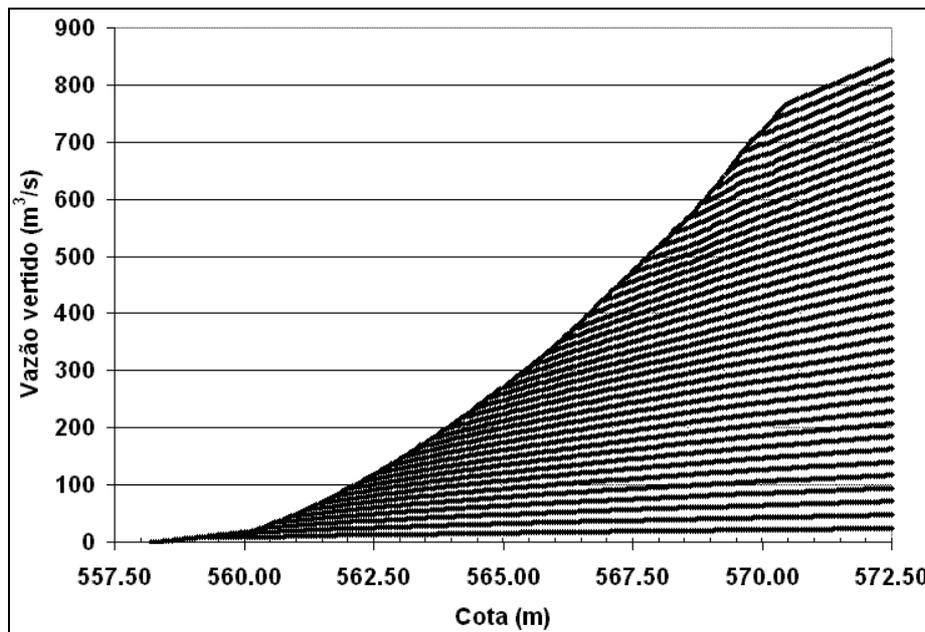
### 5.2.1- Informações sobre a barragem e o reservatório

A relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias é apresentada na Tabela 1. Neste trabalho considerou-se que o volume útil do reservatório está compreendido entre as cotas de 549,20 m e 572,50 m, representando um volume de 15278 milhões de m<sup>3</sup>. O volume útil desse reservatório representa aproximadamente 0,7 vezes o volume afluente médio durante um ano, configurando um reservatório com grande capacidade de regularização de vazão.

**Tabela 1: Relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias.**

Cota (m)	Área (km <sup>2</sup> )	Volume (hm <sup>3</sup> )
549,20	315,75	4250,00
549,96	416,92	6300,00
556,90	593,42	10100,00
562,86	788,38	14500,00
572,50	1009,32	19528,00

A curva de descarga do vertedor é apresentada na Figura 29, para a condição de uma comporta aberta, com valores máximos próximos a 850 m<sup>3</sup>.s<sup>-1</sup>. O vertedor tem seis comportas, o que significa que teria capacidade de verter vazões de aproximadamente 5100 m<sup>3</sup>.s<sup>-1</sup>.



**Figura 29:** Curva de descarga do vertedor considerando apenas uma comporta com diferentes aberturas (a envoltória superior representa a condição da comporta completamente aberta).

A potência efetiva do conjunto de turbinas da usina hidrelétrica de Três Marias é de 396 MW, e o engolimento máximo das turbinas é de  $227 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ .

Na operação real a vazão turbinada em Três Marias depende das decisões tomadas pelo ONS, que dependem, entre outras variáveis, da época do ano, do nível da água no reservatório, da previsão da demanda e da situação de outros reservatórios do sistema interligado. Assim, para um mesmo nível da água no reservatório podem ser turbinadas diferentes vazões em função das decisões tomadas pelo ONS, como apresentado na Figura 30 em pontos de cor cinza.

Para simplificar a representação da vazão turbinada adotou-se neste trabalho uma relação unívoca entre o nível da água no reservatório e a vazão turbinada. A relação entre o nível da água no reservatório e a vazão turbinada adotada se aproxima aos valores médios observados e é apresentada na Figura 30 (linha na cor preta) e na Tabela 2. Esta relação foi baseada nos dados de potência máxima, queda, número de turbinas e vazão máxima de engolimento.

É evidente que outros resultados seriam encontrados se for utilizada a envoltória superior das vazões turbinadas observadas ou outra relação definida com base num critério diferente. Porém, para reduzir a influência da escolha desta relação, os resultados deste trabalho serão obtidos em termos relativos, isto é, percentagem de benefício em relação à operação sem previsão do mesmo sistema simplificado.

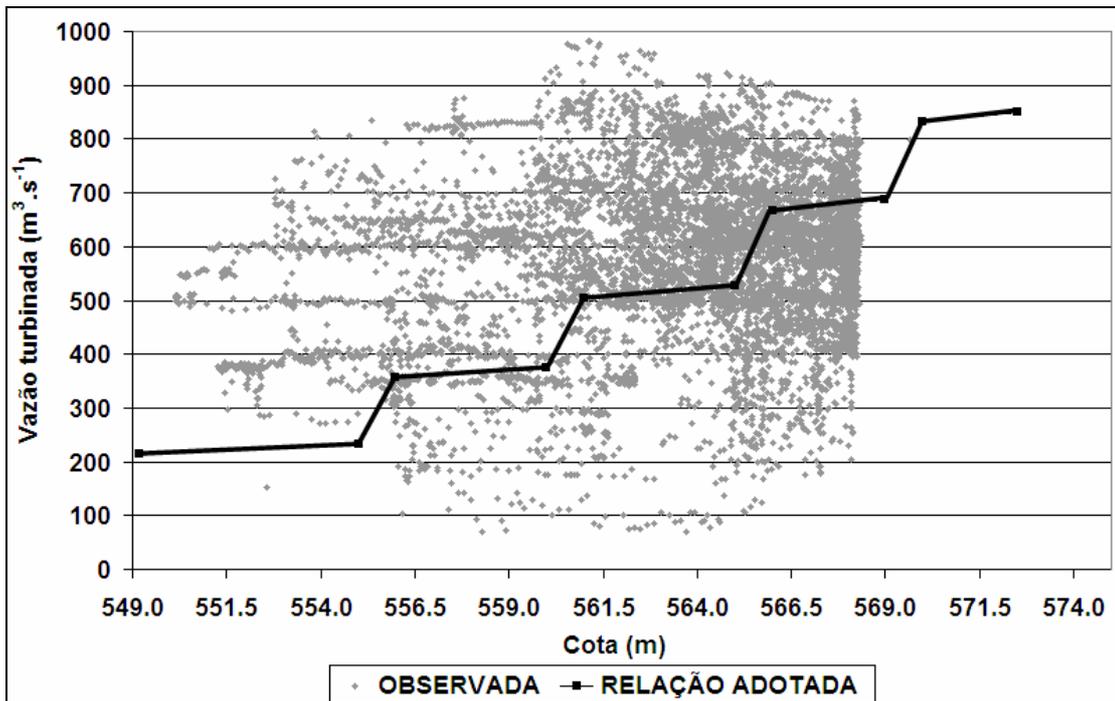


Figura 30: Relação entre o nível da água no reservatório e a vazão turbinada adotada neste trabalho.

Tabela 2: Relação entre nível da água no reservatório e vazão turbinada adotada neste trabalho.

$H_t$ (m)	Vazão turbinada $QT_t$ ( $m^3 \cdot s^{-1}$ )
$H_t < 549,20$	0,00
$549,20 < H_t < 555,00$	$215,00 + 3,2328 \times (H_t - 549,20)$
$555,00 < H_t < 556,00$	$233,75 + 122,50 \times (H_t - 555,00)$
$556,00 < H_t < 560,00$	$356,25 + 4,6875 \times (H_t - 556,00)$
$560,00 < H_t < 561,00$	$375,00 + 130,00 \times (H_t - 560,00)$
$561,00 < H_t < 565,00$	$505,00 + 5,6250 \times (H_t - 561,00)$
$565,00 < H_t < 566,00$	$527,50 + 138,13 \times (H_t - 565,00)$
$566,00 < H_t < 569,00$	$665,63 + 7,2917 \times (H_t - 566,00)$
$569,00 < H_t < 570,00$	$687,50 + 145,00 \times (H_t - 569,00)$
$570,00 < H_t < 572,50$	$832,50 + 7,5000 \times (H_t - 570,00)$
$H > 572,50$	851,25

### 5.2.2- Restrições de operação

No caso analisado neste trabalho foram consideradas três restrições de operação. A primeira refere-se ao nível da água no reservatório a partir do qual começam as inundações na cidade de montante, limitado a 572,50 m. A segunda restrição refere-se ao valor máximo da vazão efluente total ( $Q_{lim}$ ), limitado a  $3000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ . Além disso, a vazão efluente deve respeitar uma restrição que limita a sua variação de um dia para o próximo. Assim, por exemplo, para vazões inferiores a  $2500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , o máximo incremento ou decremento da vazão efluente entre um dia e o próximo é de  $500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ ; e para vazões entre  $2500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$  e  $4000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , o máximo incremento ou decremento da vazão efluente entre um dia e o próximo é de  $700 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ .

Todos esses valores refletem, de forma muito aproximada, as restrições de operação existentes no reservatório de Três Marias.

### 5.2.3- Informações hidrológicas

O balanço hídrico do reservatório simulado neste trabalho foi realizado considerando válidos os dados da série de vazões médias diárias afluentes ao reservatório de Três Marias (Figura 31). A série corresponde a um período de 71 anos que inicia em janeiro de 1931 e finaliza em dezembro de 2001.

A vazão do rio São Francisco afluente a Três Marias tem uma forte variação sazonal, como resultado do inverno seco e do verão chuvoso (Figura 32). A vazão afluente varia entre valores próximos a  $300 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , no período de estiagem, a valores tipicamente superiores a  $2000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$  no período de verão, com algumas cheias superiores a  $5000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ .

Observa-se, na Figura 31, dois períodos relativamente distintos. No período entre os anos 30 e meados da década de 70 o evento mais importante não superou os  $4500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , enquanto no final da década de 70 inicia um período mais úmido, que se estende, praticamente, até o final da década de 90. Nesse último período aconteceram seis eventos que superaram ao maior evento do período anterior, atingindo no maior deles (fevereiro de 1983), uma vazão superior a  $7000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ .

Esta diferença entre as duas metades do período disponível é importante, como se descreve adiante no texto.

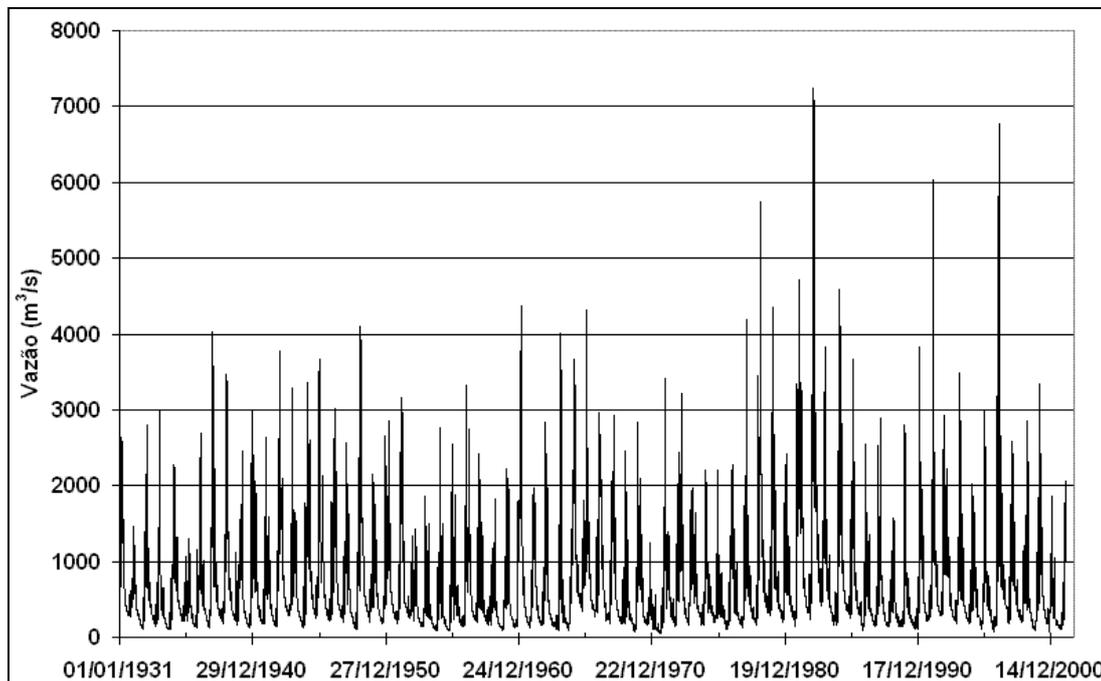


Figura 31: Vazões diárias afluentes ao reservatório de Três Marias, no período de 1931 a 2001.

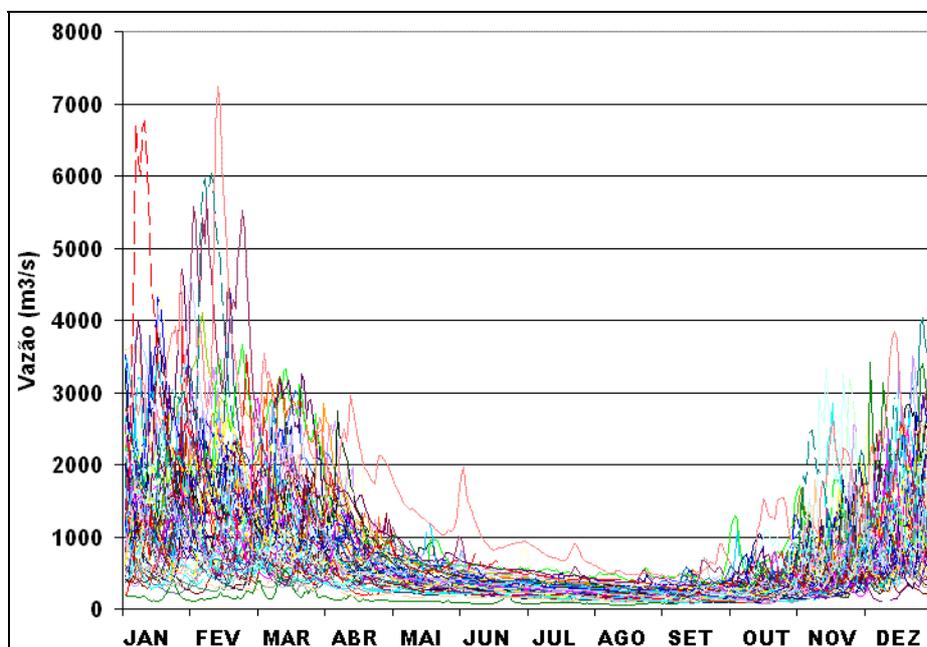


Figura 32: Sazonalidade da vazão do rio São Francisco afluente ao reservatório de Três Marias (hidrogramas de cada ano da série no período 1931 a 2001)

Os dados de evaporação líquida média mensal do reservatório Três Marias foram obtidos de Brandão (2004) e são apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3: Evaporação líquida média mensal do reservatório Três Marias (Brandão, 2004).**

Mês	Evaporação (mm/mês)	Mês	Evaporação (mm/mês)
Janeiro	2,00	Julho	50,00
Fevereiro	0,00	Agosto	42,00
Março	22,00	Setembro	57,00
Abril	40,00	Outubro	48,00
Mai	51,00	Novembro	23,00
Junho	55,00	Dezembro	29,00

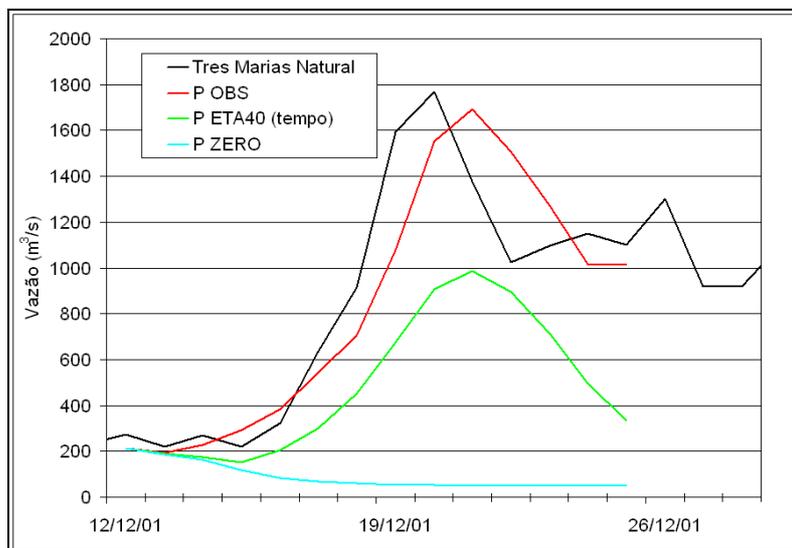
#### 5.2.4- Previsões reais de vazão afluente ao reservatório

As previsões reais de vazão afluente ao reservatório utilizadas neste trabalho foram obtidas do trabalho de Silva (2005). A metodologia de previsão de vazão de curto prazo, utilizada por este autor, foi baseada no uso de um modelo hidrológico distribuído (Collischonn e Tucci, 2001b) e dados de chuva observada e prevista.

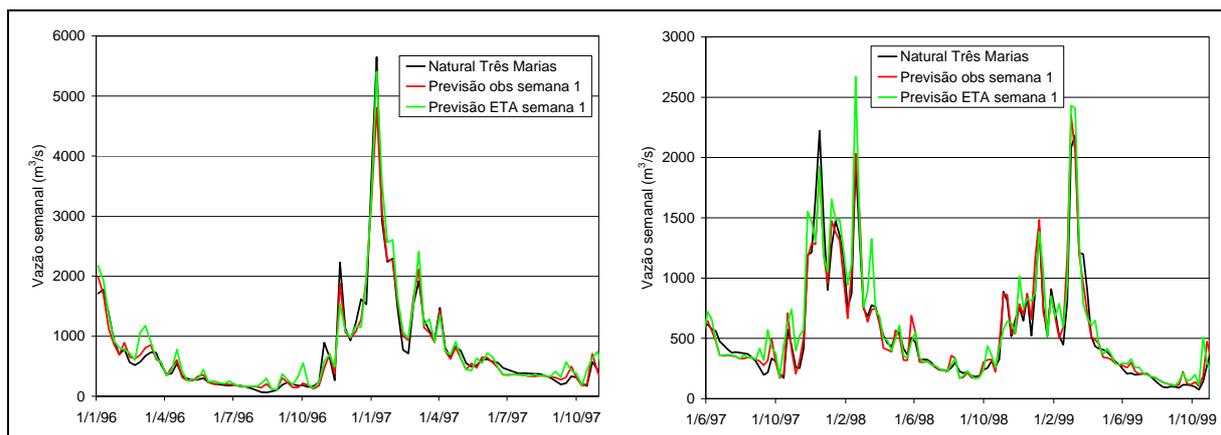
Os dados observados de chuva nos postos pluviométricos foram utilizados como dados de entrada para o modelo hidrológico até o dia anterior ao início da previsão. A partir do primeiro dia da previsão foram utilizados os dados de previsão de chuva do modelo ETA, até o décimo dia de previsão. A partir do décimo primeiro dia de previsão considerou-se que a chuva é nula em todas as bacias. Dados de vazão observada em diferentes postos fluviométricos também foram utilizados para o procedimento de atualização do modelo hidrológico (Collischonn et al., 2005).

As previsões foram iniciadas sempre às quartas feiras, estendendo se por 14 dias, dos quais foram utilizados os primeiros 12 neste trabalho. A Figura 33 apresenta um exemplo de uma previsão de 14 dias para o reservatório de Três Marias. Para comparação, a figura apresenta, também, as vazões naturais e as vazões previstas considerando chuva nula a partir do primeiro dia de previsão, e a previsão de vazão baseada na chuva observada que, embora não seja possível de ser obtida operacionalmente, é importante de ser calculada para efeitos de comparação, pois representaria os resultados obtidos no caso de não existir erros na previsão de chuva.

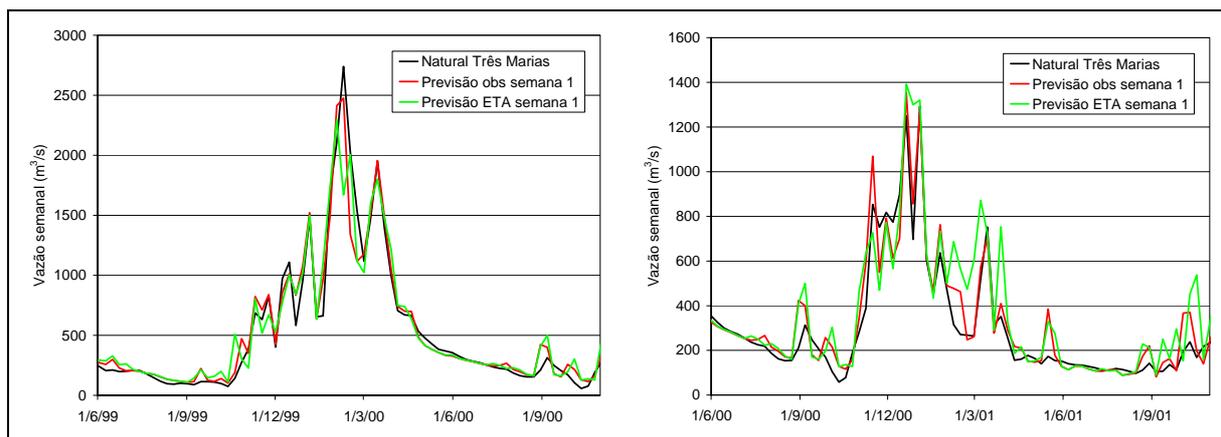
Finalmente, na Figura 34 e na Figura 35 são apresentados os resultados médios obtidos por este autor, no período 1996–2001, considerando uma previsão com horizonte de sete dias e uma frequência de previsão também de sete dias. Na ordenada dos diferentes gráficos apresentados na Figura 34 e na Figura 35 se encontra a vazão média de sete dias, denominada pelo autor de “vazão semanal”.



**Figura 33: Exemplo de previsão de vazão afluente a Três Marias com horizonte de 14 dias, com início no dia 12/12/2001 e final no dia 25/12/2001, a linha preta é a vazão afluente observada; a linha azul é a vazão prevista considerando chuva zero; a linha vermelha é a vazão prevista com base na chuva observada; a linha verde é a vazão prevista com base na chuva prevista pelo modelo ETA – 10 dias (Silva, 2005).**



**Figura 34: Previsões de vazão semanal com uma semana de antecedência para Três Marias no período de janeiro de 1996 a outubro de 1999 sendo a linha preta: vazão natural; linha verde: previsões de vazão baseadas nas previsões de chuva do modelo ETA; linha vermelha: previsões de vazão baseadas nas chuvas observadas (Silva, 2005).**



**Figura 35: Previsões de vazão semanal com uma semana de antecedência para Três Marias no período de junho de 1999 a novembro de 2001 sendo a linha preta: vazão natural; linha verde: previsões de vazão baseadas nas previsões de chuva do modelo ETA; linha vermelha: previsões de vazão baseadas nas chuvas observadas (Silva, 2005).**

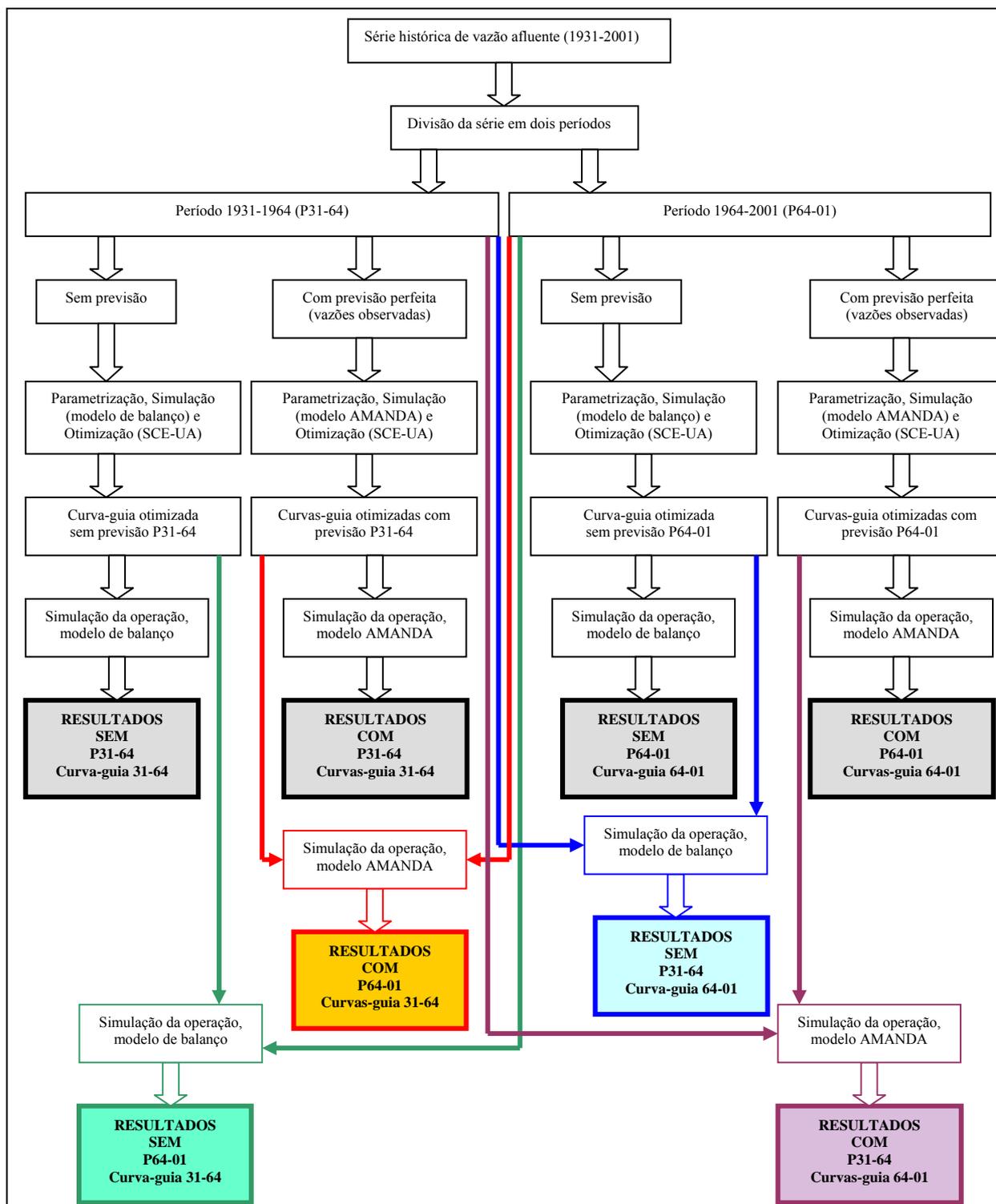
### 5.3- Avaliação dos benefícios da previsão perfeita de vazão

Para avaliar o potencial benefício das previsões de vazão na operação do reservatório, considerou-se às vazões afluentes observadas como “previsões perfeitas de vazão”.

Nessa avaliação, a série disponível de vazões observadas (1931 a 2001) foi dividida em dois períodos: P31-64 com dados de 01/01/1931 a 12/09/1964 e P64-01 com dados de 13/09/1964 a 28/11/2001. A abordagem utilizada para avaliar os benefícios da previsão perfeita de vazão é apresentada na Figura 36.

Os dois períodos (P31-64 e P64-01) foram utilizados para otimizar a curva-guia de operação do reservatório sem previsão de vazão e com base na previsão perfeita de vazão. Na operação com base na previsão de vazão foram otimizadas sete curvas-guia para cada período de dados, de acordo com sete diferentes combinações de horizonte e frequência de previsão, como é apresentado em forma mais detalhada adiante no texto.

As curvas-guia otimizadas considerando a operação sem previsão foram utilizadas como base de comparação para avaliar os benefícios da previsão. Cada curva-guia otimizada sem previsão e com base na previsão perfeita de vazão foi utilizada para simular a operação do reservatório nos dois períodos.



**Figura 36: Estrutura metodológica para avaliação dos benefícios da previsão perfeita de vazão.**

Essa abordagem permitiu avaliar os benefícios da previsão perfeita de vazão em quatro diferentes situações, dadas as diferenças existentes entre os eventos desses dois períodos (no período P31-64 o maior evento não superou os  $4500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , em quanto que o período P64-01 é mais úmido, existindo seis eventos que superaram esse valor):

- 1) Simulação da operação do reservatório no período P31-64 com as curvas-guia definidas no mesmo período. Nesse caso, os benefícios da previsão perfeita de vazão são avaliados num período relativamente seco;
- 2) simulação da operação do reservatório no período P64-01 com as curvas-guia definidas no período P31-64. Dessa forma são identificados os benefícios da previsão perfeita de vazão quando ocorrem cheias maiores às esperadas implicitamente pela adoção de uma curva-guia;
- 3) simulação da operação do reservatório no período P64-01 com as curvas-guia definidas no mesmo período. Nesse caso, os benefícios da previsão perfeita de vazão são avaliados num período mais úmido, com uma maior variabilidade dos eventos;
- 4) simulação da operação do reservatório no período P31-64 com as curvas-guia definidas no período P64-01. Nesse caso, são identificados os benefícios da previsão perfeita de vazão quando ocorrem cheias inferiores às esperadas implicitamente pela adoção de uma curva-guia.

A comparação dos resultados obtidos na simulação da operação do reservatório sem previsão e com base na previsão foi feita, em todos os casos, em termos de potência média. Posteriormente, esse valor foi transformado para benefícios econômicos, admitindo-se um valor monetário para o MW.h.

A comparação dos resultados também foi feita em termos de intensidade e duração das quebras da restrição relativa ao nível da água no reservatório para evitar inundações em locais a montante. A intensidade é a diferença entre o nível da água máximo atingido durante a simulação e a cota limite imposta pela restrição. A duração é o número de dias em que o nível da água permanece acima da cota limite.

### 5.3.1- Otimização da curva-guia sem previsão

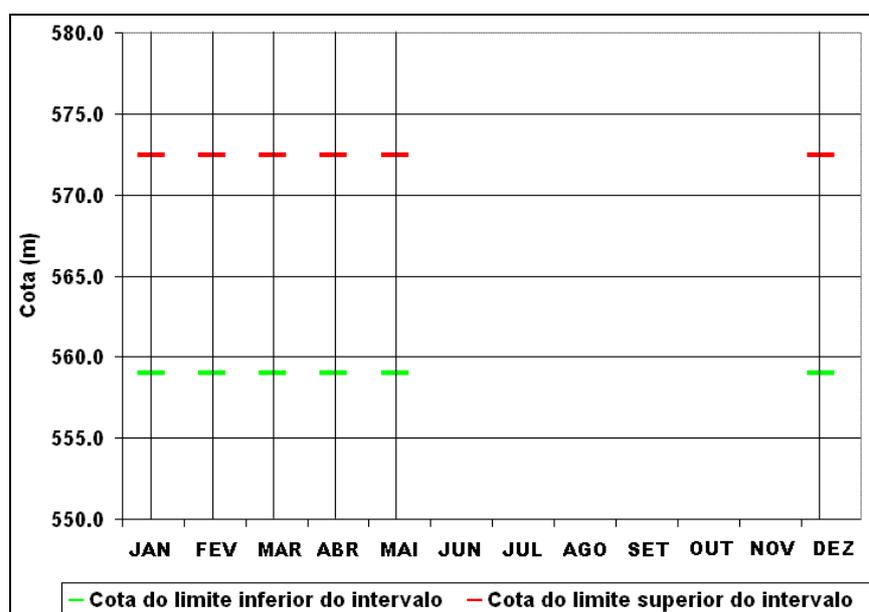
Após alguns experimentos iniciais, apresentados no **Anexo 2**, constatou-se que a curva-guia para o estudo de caso poderia ser satisfatoriamente definida por 6 pontos no período P31-64 e por 10 pontos no período P64-01.

Os dois períodos (P31-64 e P64-01) foram utilizados para otimizar a curva-guia de operação do reservatório sem previsão de vazão, com base na metodologia descrita nos itens 4.1 (modelo de balanço hídrico) e 4.2 (algoritmo de otimização).

A curva-guia de operação do reservatório, sem previsão de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P31-64 foi denominada SP31-64. Esta curva-guia foi parametrizada em segmentos de retas ligando seis pontos. As datas de cada ponto foram pré-definidas e as cotas para cada um dos seis pontos foram otimizadas, admitindo-se a busca no intervalo de cotas entre 559,00 m e 572,45 m, conforme a Tabela 4 e a Figura 37.

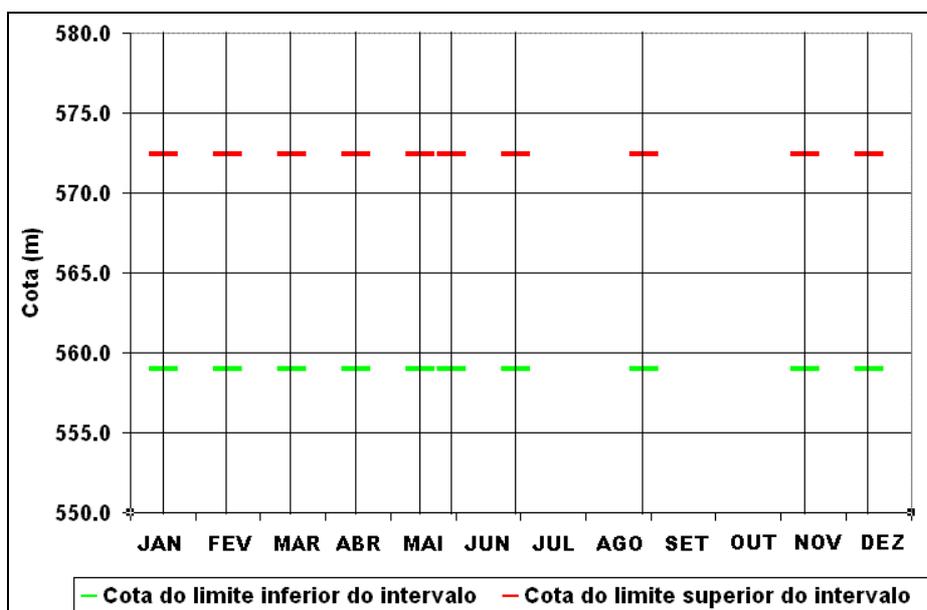
**Tabela 4: Valores das cotas correspondentes aos limites, inferior e superior, do intervalo de busca dos parâmetros a ser otimizados no período P31-64.**

Data	Cota limite inferior (m)	Cota limite superior (m)
15/01	559,00	572,45
14/02	559,00	572,45
16/03	559,00	572,45
15/04	559,00	572,45
15/05	559,00	572,45
11/12	559,00	572,45



**Figura 37: Esquema de datas e cotas para otimização dos parâmetros da curva-guia otimizada para a operação sem previsão com dados de vazão de 1931 a 1964, na forma de segmentos de reta.**

A curva-guia de operação do reservatório, sem previsão de vazão, otimizada com base na vazão afluente do período P64-01 se denominou SP64-01. Esta curva-guia foi parametrizada em segmentos de retas ligando dez pontos. As datas de cada ponto foram pré-definidas e as cotas para cada um dos dez pontos foram otimizadas, admitindo-se a busca no intervalo de cotas entre 559,00 m e 572,45 m, conforme a Figura 38 e a Tabela 5.



**Figura 38:** Esquema de datas e cotas para otimização dos parâmetros da curva-guia otimizada para a operação sem previsão com dados de vazão de 1964 a 2001, na forma de segmentos de reta.

**Tabela 5:** Valores das cotas correspondentes aos limites, inferior e superior, do intervalo de busca dos parâmetros a ser otimizados no período P64-01.

Data	Cota limite inferior (m)	Cota limite superior (m)
15/01	559,00	572,45
14/02	559,00	572,45
16/03	559,00	572,45
15/04	559,00	572,45
15/05	559,00	572,45
30/05	559,00	572,45
29/06	559,00	572,45
28/08	559,00	572,45
11/11	559,00	572,45
11/12	559,00	572,45

### 5.3.2- Otimização da curva-guia com previsão perfeita

A otimização de curvas-guia com previsão perfeita de vazão seguiu um procedimento semelhante ao caso sem previsão. A metodologia utilizada, neste caso, se baseou no uso do modelo AMANDA (item 4.3) e o algoritmo de otimização descrito no item 4.2.

Os dois períodos (P31-64 e P64-01) foram utilizados para otimizar a curva-guia de operação do reservatório com previsão perfeita de vazão. Foram otimizadas sete curvas-guia para cada período de dados, de acordo com as sete combinações de horizonte e frequência apresentadas na Tabela 6. Os nomes das curvas-guia geradas com e sem previsão também são apresentados nessa tabela.

Para permitir uma comparação mais clara com as curvas-guia obtidas sem previsão, todas as curvas-guia otimizadas com previsão para o período de 1931 a 1964 têm seis pontos definindo os segmentos de retas, enquanto as curvas-guia otimizadas para o período de 1964 a 2001 têm dez pontos. Ainda, foram utilizadas as mesmas datas pré-definidas que no caso sem previsão.

As condições iniciais da simulação (volume do reservatório e vazão efluente no dia inicial da simulação) foram consideradas, em todos os casos, idênticas às utilizadas na operação sem previsão.

**Tabela 6: Lista de curvas-guia otimizadas de acordo com a combinação de período de dados utilizado e de horizonte e frequência da previsão.**

	1931-1964	1964-2001
Sem previsão	SP31-64	SP64-01
Previsão 1-7	C1-7P31-64	C1-7P64-01
Previsão 1-12	C1-12P31-64	C1-12P64-01
Previsão 1-30	C1-30P31-64	C1-30P64-01
Previsão 7-12	C7-12P31-64	C7-12P64-01
Previsão 7-30	C7-30P31-64	C7-30P64-01
Previsão 30-30	C30-30P31-64	C30-30P64-01
Previsão 30-60	C30-60P31-64	C30-60P64-01

## 5.4- Avaliação dos benefícios da previsão real de vazão

Os benefícios obtidos com a otimização da operação baseada na previsão perfeita de vazão afluente ao reservatório representam patamares superiores que poderiam ser obtidos num caso ideal, e são úteis para comparação e análise. Na realidade, porém, as previsões reais de vazão afluente ao reservatório apresentam erros, como apresentado no item 5.2.4. A previsão real é entendida aqui como a previsão de vazão obtida a partir de previsões de chuva do modelo atmosférico regional ETA. Estas previsões de chuva foram transformadas em previsões de vazão (Silva, 2005) através de um modelo hidrológico distribuído.

Os erros existentes nessas previsões são originados por erros na previsão da chuva e por erros na transformação da previsão de chuva em previsão de vazão. O modelo de transformação chuva-vazão é uma simplificação da realidade e em conseqüência, não alcança uma descrição do 100% do comportamento hidrológico da bacia. Da mesma forma, as previsões de chuvas não são perfeitas.

Previsões reais de vazão de curto prazo estavam disponíveis para a execução deste trabalho apenas no período de 1996 a 2001, e na combinação 7-12, isto é, com horizonte de 12 dias e freqüência de 7 dias (Silva, 2005).

Para avaliar o benefício que pode ser esperado das previsões de vazão na operação de um reservatório em situações reais foi utilizada a abordagem apresentada na Figura 39.

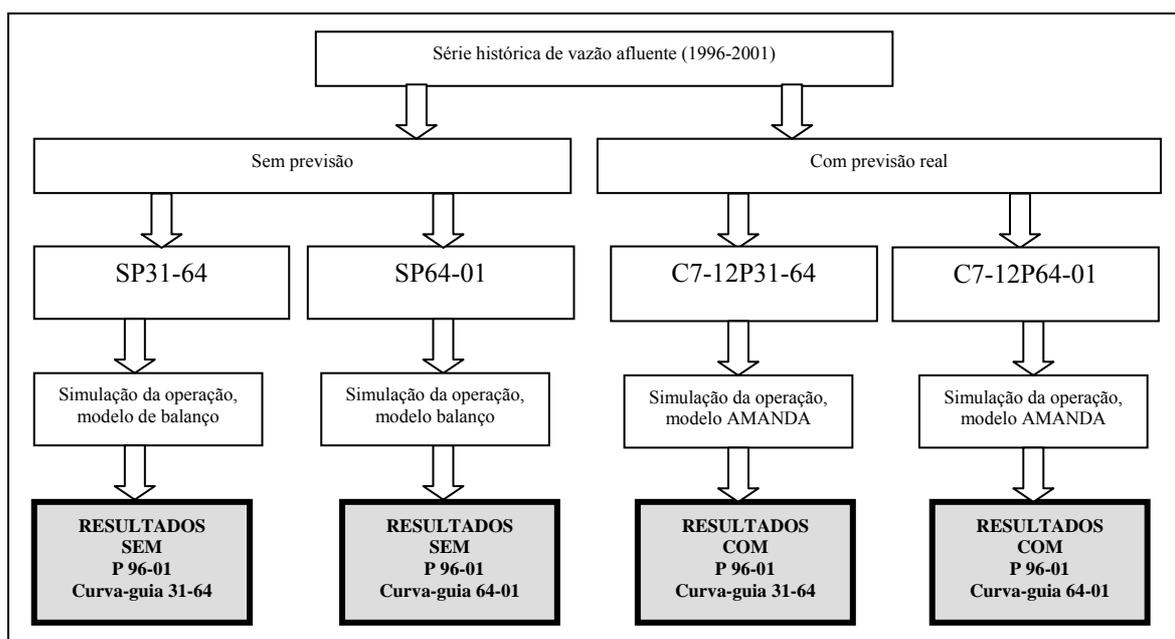


Figura 39: Estrutura metodológica para avaliação dos benefícios da previsão real de vazão.

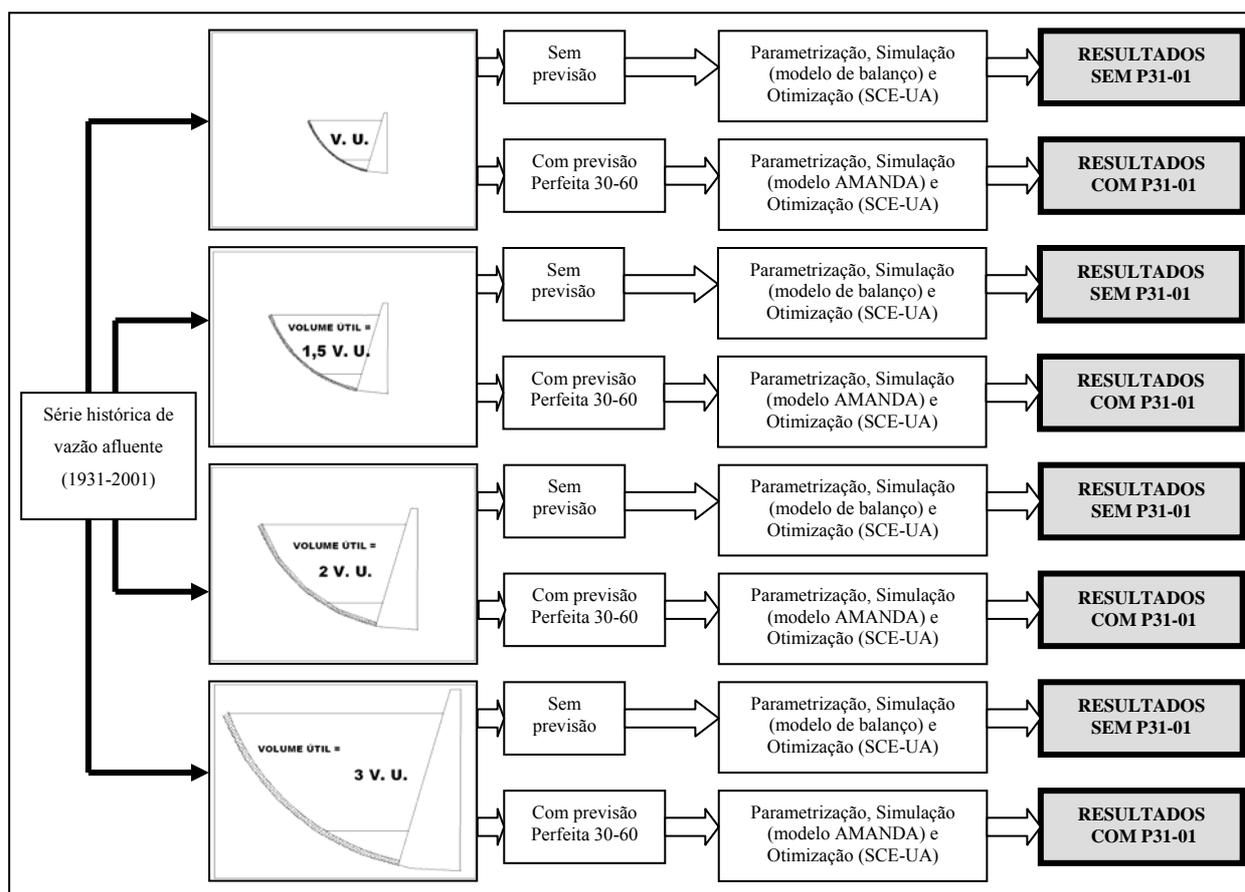
Nessa abordagem, as previsões reais de vazão disponíveis no período 1996 a 2001 foram utilizadas para a operação do reservatório utilizando as curvas-guia obtidas a partir da previsão perfeita de vazão (C7-12P31-64 e C7-12P64-01). Os resultados foram comparados para o mesmo período com os resultados obtidos utilizando para a operação sem previsão as curvas-guia SP31-64 e SP64-01. A comparação foi feita em termos de potência média, posteriormente transformada para benefícios econômicos, admitindo-se um valor monetário para o MW.h. A comparação dos resultados também foi feita em termos de intensidade e duração das quebras da restrição relativa ao nível da água no reservatório para evitar inundações em locais a montante.

As condições iniciais da simulação (volume do reservatório e vazão efluente no dia inicial da simulação) foram consideradas, em todos os casos, idênticas às utilizadas na operação sem previsão.

## 5.5- Análise de sensibilidade do volume útil do reservatório

Os resultados apresentados por Maurer e Lettenmaier (2004) e discutidos no item 3.2 mostraram que os benefícios obtidos com a previsão perfeita de vazão de longo prazo aumentam na medida em que as dimensões do sistema de reservatórios (ou de um único reservatório) diminuem. Nesse sentido, foi feita uma análise de sensibilidade similar à realizada por esses autores, com o objetivo de verificar essa tendência no caso aqui estudado. A abordagem utilizada é apresentada na Figura 40.

Três novas relações Cota-Área-Volume foram definidas a partir da existente no reservatório de Três Marias (Tabela 1). Essas relações foram obtidas mudando na relação original, apenas os correspondentes valores dos volumes. Os valores dos volumes adotados em cada uma dessas relações são apresentados na Tabela 7 e foram obtidos multiplicando o valor original por uma constante. Assim, a relação C-A-1,5V possui em cada linha da Tabela 7 um volume igual a 1,5 vezes o volume original, em quanto que a relação C-A-2V e C-A-3V possuem um volume igual a duas e três vezes o valor original, respectivamente.



**Figura 40: Estrutura metodológica para a análise de sensibilidade do volume útil do reservatório.**

**Tabela 7: Relações Cota-Área-Volume utilizadas na verificação da influência do volume útil nos benefícios obtidos com a previsão perfeita de vazão afluente de longo prazo.**

Relação		C-A-1,5V	C-A-2V	C-A-3V
Cota (m)	Área (km <sup>2</sup> )	Volume (hm <sup>3</sup> )	Volume (hm <sup>3</sup> )	Volume (hm <sup>3</sup> )
549,20	315,75	6375,00	8500,00	12750,00
549,96	416,92	9450,00	12600,00	18900,00
556,90	593,42	15150,00	20200,00	30300,00
562,86	788,38	21750,00	29000,00	43500,00
572,50	1009,32	29292,00	39056,00	58584,00
Volume útil		22917,00	30556,00	45834,00

Na análise de sensibilidade foi utilizada a série disponível de vazões observadas completa (1931 a 2001) para otimizar a curva-guia de operação do reservatório sem previsão de vazão, com base na metodologia descrita nos itens 4.1 (modelo de balanço hídrico) e 4.2 (algoritmo de otimização). As otimizações foram feitas considerando as diferentes relações Cota-Área-Volume

apresentadas na Tabela 7. As restantes características do reservatório permaneceram sendo as mesmas.

A otimização de curvas-guia com previsão perfeita de vazão seguiu um procedimento semelhante ao caso sem previsão. A metodologia utilizada, neste caso, se baseou no uso do modelo AMANDA, descrito no item 4.3, com o algoritmo de otimização descrito no item 4.2.

O período completo (1931-2001) foi utilizado para otimizar a curva-guia de operação do reservatório com previsão perfeita de vazão. Para que os resultados obtidos sejam comparáveis aos dos outros autores só foi otimizada a curva-guia com base na previsão perfeita 30-60, que representa uma previsão de vazão de longo prazo, com horizonte de dois meses e uma frequência de previsão mensal. Da mesma forma que no caso sem previsão, as otimizações foram feitas considerando as diferentes relações Cota-Área-Volume apresentadas na Tabela 7.

As curvas-guia otimizadas considerando a operação sem previsão foram utilizadas como base de comparação para avaliar os benefícios da previsão de longo prazo.

A comparação dos resultados obtidos na simulação da operação do reservatório sem previsão e com base na previsão foi feita, em todos os casos, em termos de potência média. Posteriormente, esse valor foi transformado para benefícios econômicos, admitindo-se um valor monetário para o MW.h.

## 5.6- Resumo de aplicação da metodologia

O problema abordado neste trabalho foi determinar: 1) a operação ótima de um reservatório com base na previsão de vazão e 2) os benefícios da incorporação de previsões de vazão, como uma variável auxiliar, na operação de um reservatório.

O caso analisado é um caso hipotético, simplificado para tornar claros os resultados, no qual foram utilizados os dados de características físicas e hidrológicas do reservatório de Três Marias (MG). Nesse problema simplificado foi considerado que o reservatório possui apenas, dois usos: a geração de energia e o controle de cheias.

O problema considera restrições na operação do reservatório que refletem de forma muito aproximada as restrições de operação existentes no reservatório de Três Marias. Foram consideradas: 1) restrições na operação do reservatório para evitar inundações a jusante que

limitam o valor absoluto da vazão efluente e os incrementos e decrementos de um dia para o próximo e 2) restrição de nível máximo da água no reservatório para evitar inundações a montante.

As previsões reais de vazão afluente ao reservatório utilizadas neste trabalho foram obtidas do trabalho de Silva (2005). Essas previsões têm as seguintes características:

- período: janeiro de 1996 a dezembro de 2001;
- frequência: uma previsão a cada 7 dias;
- horizonte: 12 dias (baseado em previsões de chuva de 10 dias obtidas com o modelo atmosférico regional ETA);
- região de aplicação: bacia do rio São Francisco a montante de Três Marias.

Na avaliação dos benefícios da previsão de vazão na operação do reservatório foram consideradas três abordagens: 1) avaliação dos benefícios da previsão perfeita de vazão. Esses benefícios representam os patamares superiores que poderiam ser obtidos num caso ideal, e são úteis para comparação e análise; 2) avaliação dos benefícios de previsões reais de vazão; 3) análise de sensibilidade do volume útil do reservatório.

## 6- RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 6.1- Benefícios da previsão perfeita de vazão

#### 6.1.1- Resultados sem previsão

A Figura 41 apresenta as duas curvas-guia obtidas pela otimização da operação sem previsão (SP31-64 e SP64-01). Observa-se que a curva-guia SP64-01 possui cotas inferiores às da curva-guia SP31-64 em quase todo o ano. Ainda existe uma marcada diferença nos volumes de espera durante o período úmido. Isso deixa em evidência as grandes diferenças entre os maiores eventos de cada período. Enquanto no período 1931 a 1964 as maiores cheias não alcançaram os  $4500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , no período 1964 a 2001 ocorreram seis cheias que superaram esse valor, atingindo no maior desses eventos, uma vazão superior a  $7000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ .

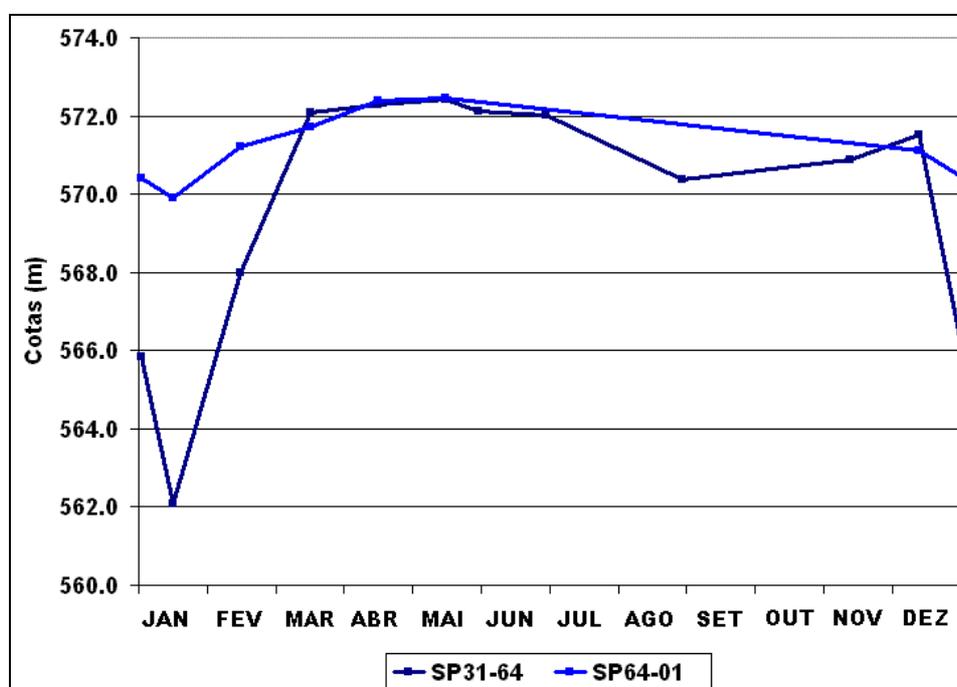


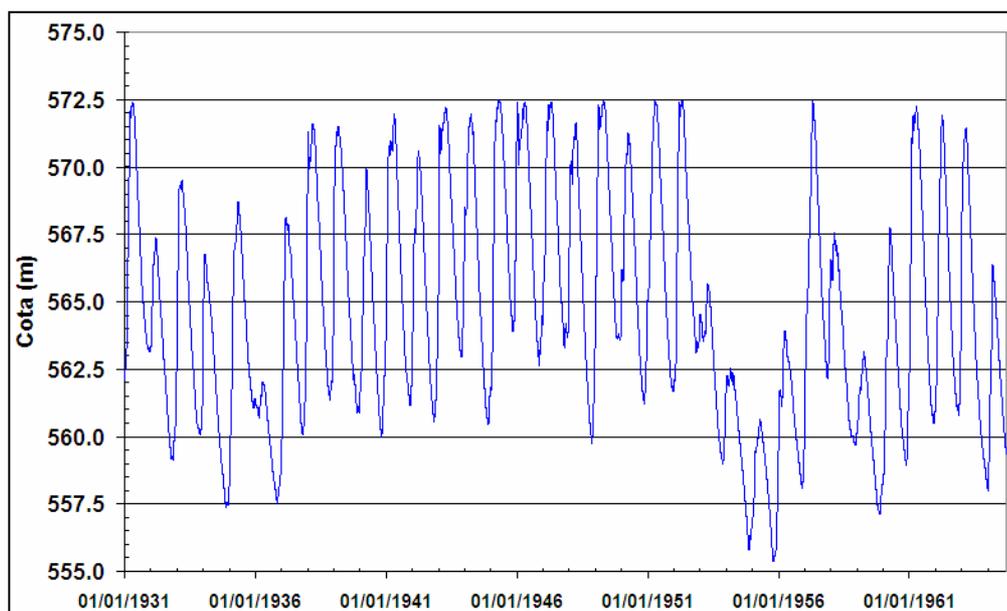
Figura 41: Curvas-guia obtidas por otimização na situação de operação sem previsão nos períodos de 1931 a 1964 (SP31-64) e 1964 a 2001 (SP64-01).

Na condição de operação sem previsão foram simuladas quatro situações diferentes, de acordo com a curva-guia e os dados utilizados. A primeira simulação foi realizada utilizando a curva-guia SP31-64 com os dados de vazão afluente do mesmo período. A segunda simulação foi realizada utilizando a curva-guia SP31-64 com os dados do período de 1964 a 2001. A terceira simulação foi realizada utilizando a curva-guia SP64-01 no período de 1931 a 1964 e finalmente, a quarta simulação foi realizada utilizando a curva-guia SP64-01 com os dados do período de 1964 a 2001. Os resultados em termos de benefícios econômicos totais e quebras de restrições são apresentados na Tabela 8. No cálculo dos benefícios econômicos foi considerado um valor monetário de 30 US\$/MW.h.

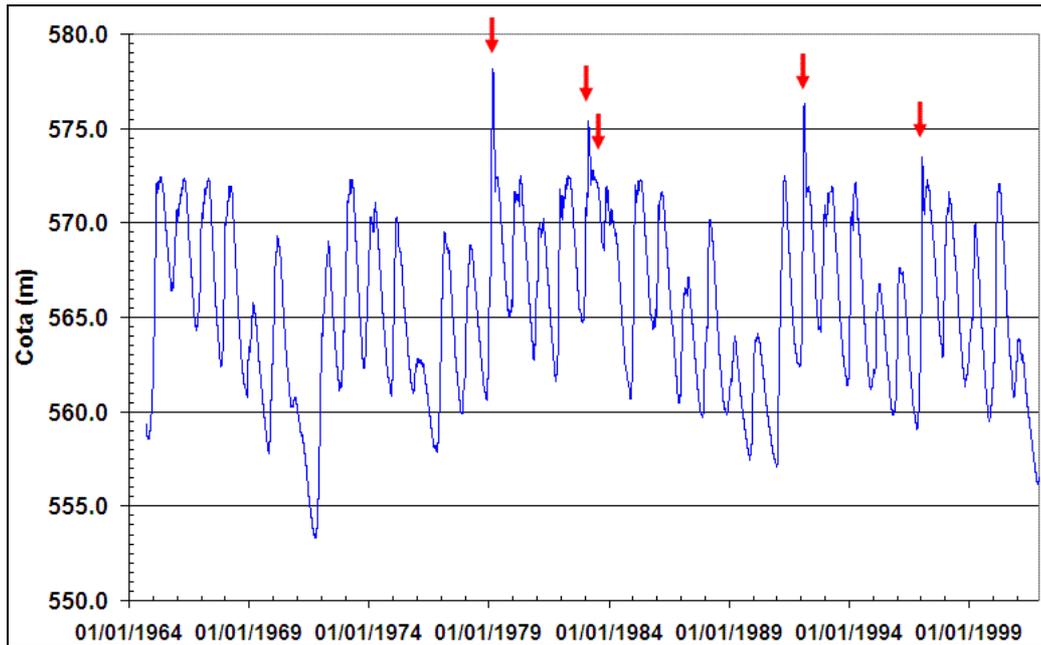
**Tabela 8: Benefícios econômicos totais e quebras de restrição na simulação de operação do reservatório sem previsão, segundo diferentes curvas-guia, em diferentes períodos da série histórica de vazões afluentes.**

Curva-guia	Vazão afluente de 1931 a 1964		Vazão afluente de 1964 a 2001	
	Benefício (US\$/ano)	Restrições	Benefício (US\$/ano)	Restrições
SP31-64	63,10 milhões	Não	66,78 milhões	Sim
SP64-01	58,60 milhões	Sim	61,80 milhões	Não

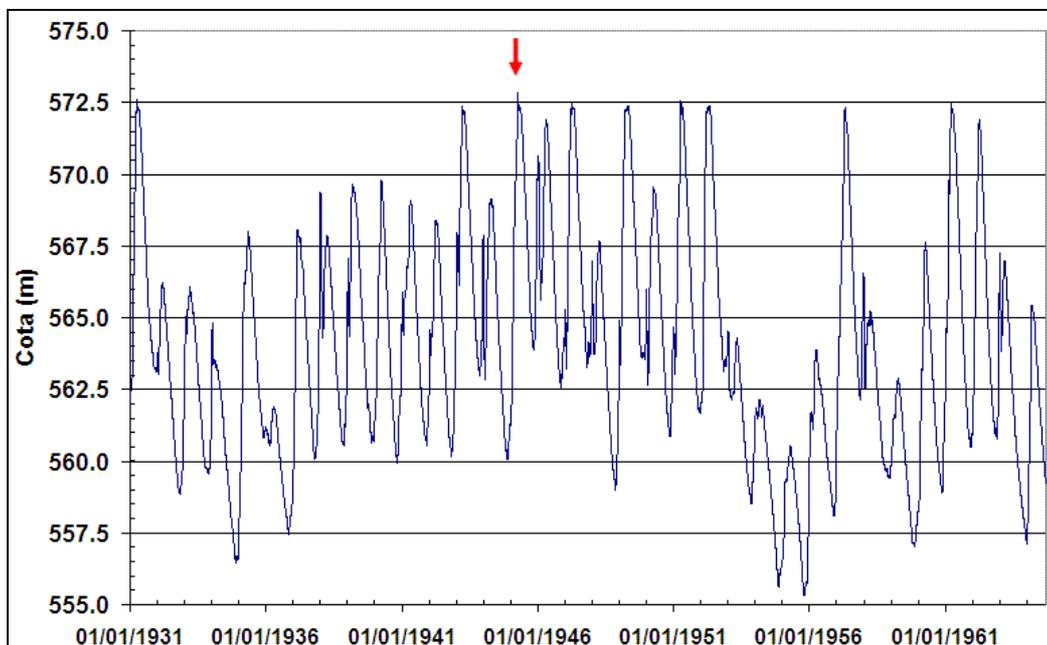
Na Figura 42 à Figura 45 se apresentam os cotagramas das simulações de operação sem previsão realizadas. Observa-se que na Figura 43 e na Figura 44 ocorrem quebras de restrição, quando o nível da água no reservatório ultrapassa o limite imposto pela restrição.



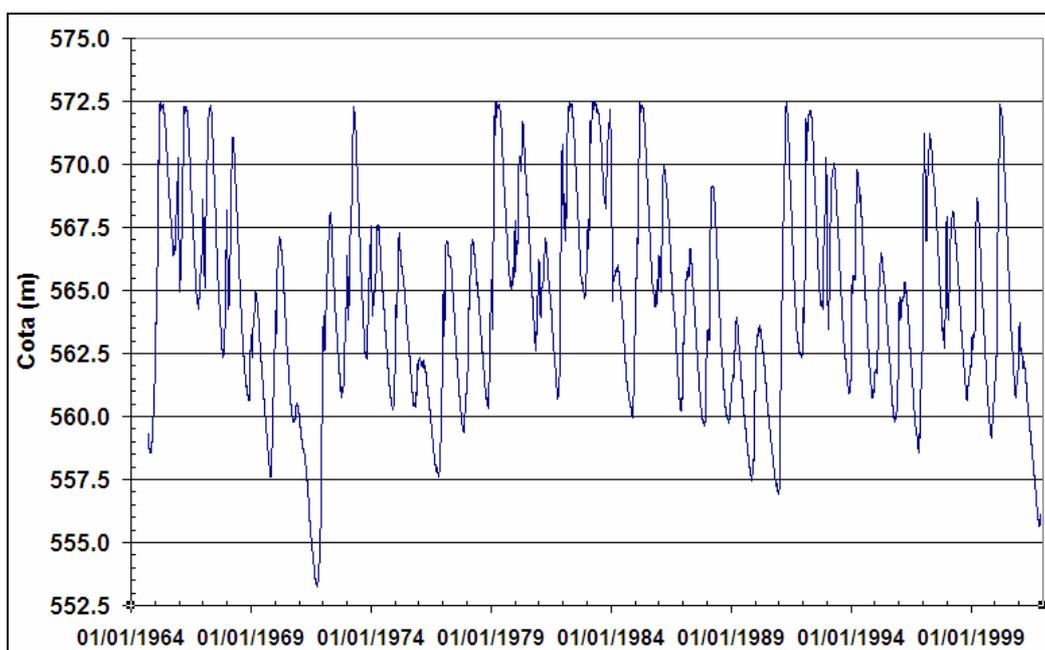
**Figura 42: Cotagrama do reservatório resultante da simulação do período de 1931 a 1964 utilizando a curva-guia SP31-64.**



**Figura 43:** Cotagrama do reservatório resultante da simulação do período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia SP31-64 (as setas indicam as quebras da restrição relativa à cota limite do reservatório para evitar inundações na cidade de montante).



**Figura 44:** Cotagrama do reservatório resultante da simulação do período de 1931 a 1964 utilizando a curva-guia SP64-01 (a seta indica a quebra da restrição relativa à cota limite do reservatório para evitar inundações na cidade de montante).



**Figura 45: Cotograma do reservatório resultante da simulação do período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia SP64-01.**

As quebras de restrição em cada um dos casos simulados foram analisadas em termos de intensidade e duração. A intensidade é a diferença entre o nível da água máximo atingido durante a simulação e a cota limite imposta pela restrição (572,50 m). A duração é o número de dias em que o nível da água permanece acima da cota limite.

Os detalhes das quebras de restrição resultante da simulação do período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia SP31-64 são apresentados na Tabela 9.

**Tabela 9: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia SP31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
04/02/1979 - 29/03/1979	54	578,19	5,69
12/02/1983 - 23/03/1983	40	575,41	2,91
10/04/1983 - 14/04/1983	5	572,62	0,12
25/04/1983 - 30/04/1983	6	572,75	0,25
06/02/1992 - 12/03/1992	36	576,31	3,81
13/01/1997 - 26/01/1997	14	573,49	0,99

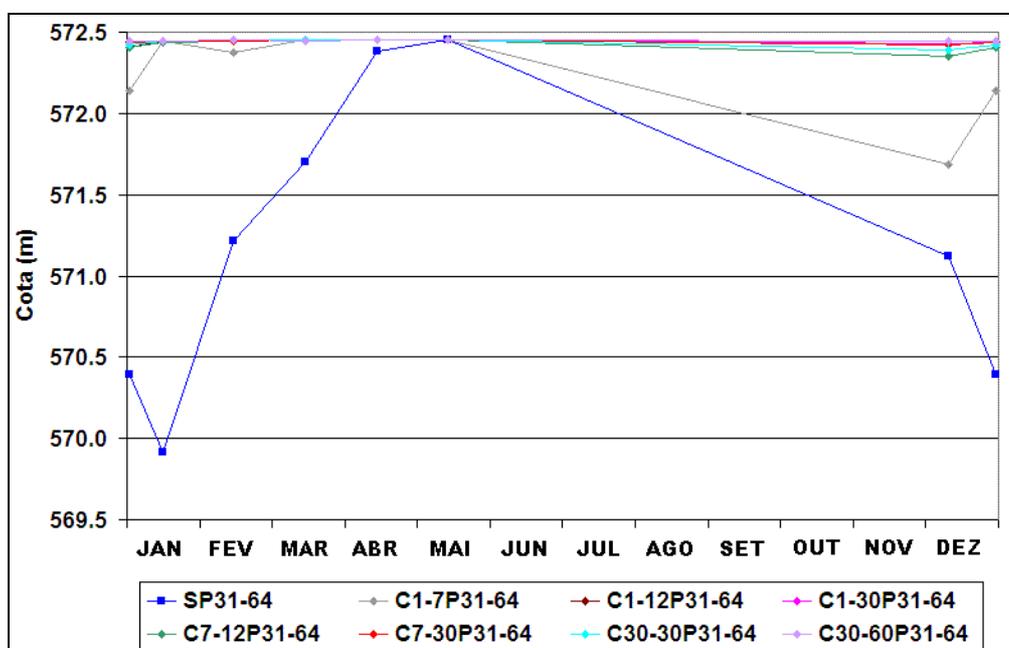
Finalmente, é importante ressaltar que apesar dos eventos do período P31-64 apresentarem picos inferiores aos existentes no período P64-01, um evento do período P31-64

resultou em um nível da água no reservatório superior à cota limite no caso da simulação da operação utilizando a curva-guia SP64-01 (Figura 44). A duração foi de quatro dias, atingindo um nível máximo de 572,84 m (intensidade de 0,34m). Essa quebra de restrição foi consequência de um evento que ocorreu no início do mês de abril de 1945. De fato, o intervalo compreendido entre os dias finais de março e os dias iniciais de abril, representa um dos dois curtos períodos em que a curva-guia SP64-01 se encontra por cima da curva-guia SP31-64 (Figura 41).

### 6.1.2- Resultados com previsão perfeita

Foram otimizadas 14 curvas-guia para a operação do reservatório com base na previsão perfeita, conforme a Tabela 6.

As curvas-guia otimizadas com base nos dados de 1931 a 1964 e com base nos dados de 1964 a 2001 estão apresentadas na Figura 46 à Figura 48. Observa-se que o horizonte da previsão tem um impacto grande na curva-guia. Normalmente as curvas-guia otimizadas na situação de operação com base em previsões de vazão com horizonte mais curto são mais parecidas com a curva-guia otimizada para a operação sem previsão.



**Figura 46: Curvas-guia otimizadas com base no período de 1931 a 1964, para operação com previsão, comparadas à curva-guia otimizada para o caso de operação sem previsão com os dados do mesmo período (linha azul).**

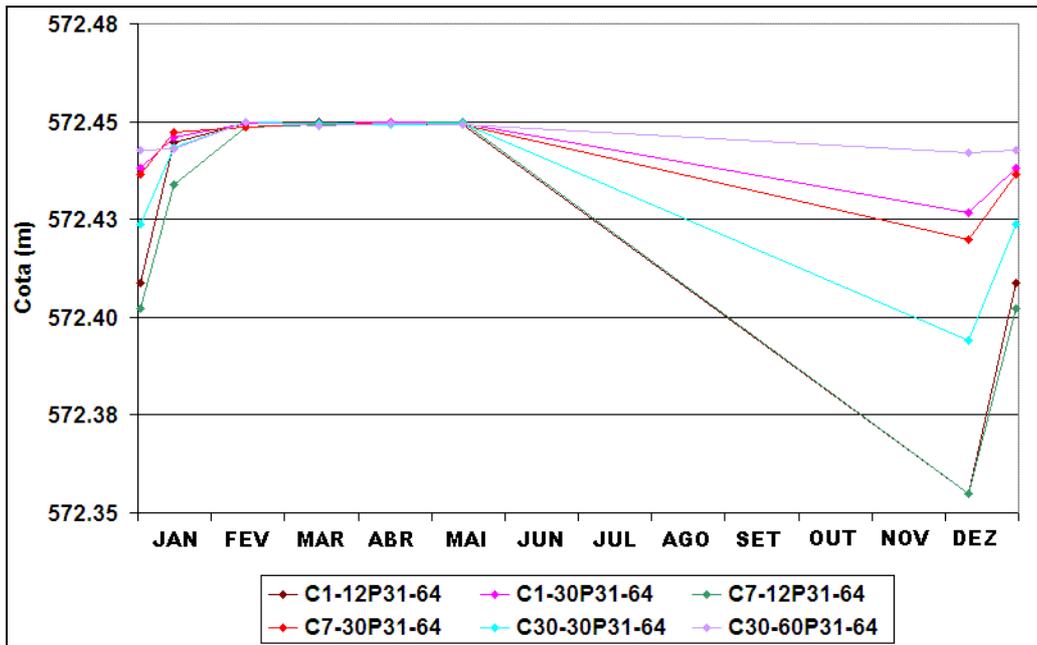


Figura 47: Curvas-guia otimizadas com base no período de 1931 a 1964, para operação com previsão.

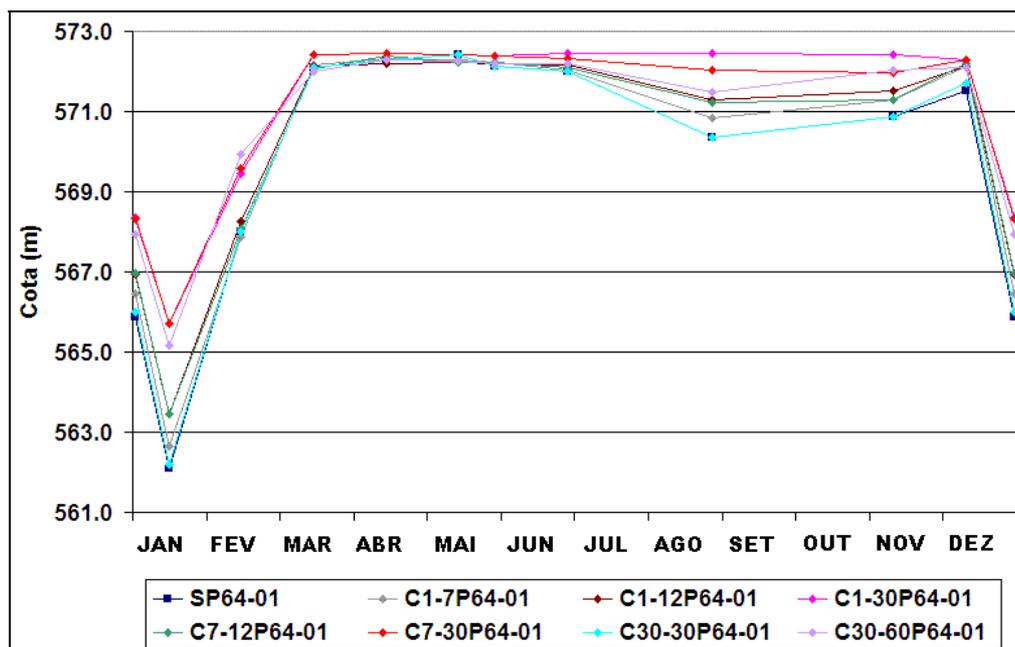


Figura 48: Curvas-guia otimizadas com base no período de 1964 a 2001, para operação com previsão, comparadas à curva-guia otimizada para o caso de operação sem previsão com os dados do mesmo período (linha azul).

Na condição de operação com previsão foram simuladas 28 situações diferentes, de acordo com a curva-guia e os dados utilizados. Estas simulações foram agrupadas em quatro grupos. No primeiro grupo, as simulações foram realizadas utilizando as curvas-guia otimizadas para operação com base em previsões perfeitas de vazão no período de 1931 a 1964 com os

dados do mesmo período. No segundo grupo, as simulações foram realizadas utilizando as curvas-guia otimizadas no período 1931 a 1964 com os dados do período de 1964 a 2001. No terceiro grupo, as simulações foram realizadas utilizando as curvas-guia otimizadas para operação com base em previsões perfeitas de vazão no período de 1964 a 2001 com os dados do mesmo período. No quarto grupo, as simulações foram realizadas utilizando as curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001 com os dados do período de 1931 a 1964. Os resultados em termos de incrementos nos benefícios econômicos com respeito à situação de operação sem previsão (coluna 5) e quebras de restrições (coluna 4) são apresentados na Tabela 10 à Tabela 13. A comparação foi feita em termos de potência média, posteriormente transformada para benefícios econômicos, admitindo se um valor monetário de 30 US\$/MW.h.

**Tabela 10: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	Quebra de restrição	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	240,13	-	Não	-
Perfeita 1-7	241,48	0,56	Não	355 mil
Perfeita 1-12	241,50	0,57	Não	361 mil
Perfeita 1-30	241,50	0,57	Não	361 mil
Perfeita 7-12	241,50	0,57	Não	361 mil
Perfeita 7-30	241,50	0,57	Não	361 mil
Perfeita 30-30	241,50	0,57	Não	361 mil
Perfeita 30-60	241,50	0,57	Não	361 mil

**Tabela 11: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	Quebra de restrição	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	254,12	-	Sim	-
Perfeita 1-7	257,01	1,14	Sim	760 mil
Perfeita 1-12	257,06	1,16	Sim	773 mil
Perfeita 1-30	256,94	1,11	Sim	741 mil
Perfeita 7-12	257,08	1,17	Sim	779 mil
Perfeita 7-30	256,94	1,11	Sim	741 mil
Perfeita 30-30	257,01	1,14	Sim	761 mil
Perfeita 30-60	256,77	1,04	Sim	697 mil

**Tabela 12: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no mesmo período).**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	Quebra de restrição	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	235,15	-	Não	-
Perfeita 1-7	241,29	2,61	Não	1,61 milhões
Perfeita 1-12	247,51	5,26	Não	3,25 milhões
Perfeita 1-30	254,92	8,41	Não	5,20 milhões
Perfeita 7-12	245,62	4,45	Não	2,75 milhões
Perfeita 7-30	255,14	8,50	Não	5,25 milhões
Perfeita 30-30	242,59	3,17	Não	1,95 milhões
Perfeita 30-60	254,58	8,26	Não	5,11 milhões

**Tabela 13: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).**

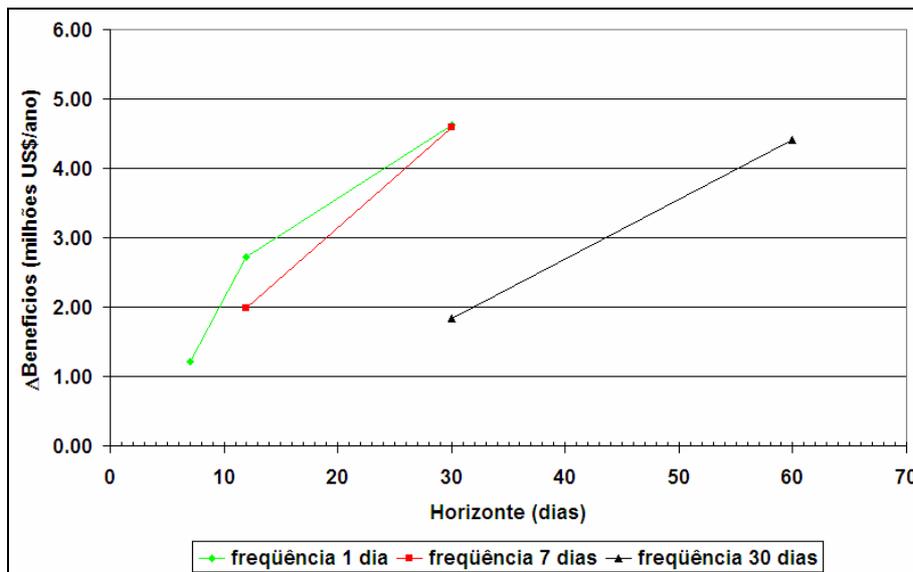
Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	Quebra de restrição	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	222,97	-	Sim	-
Perfeita 1-7	227,64	2,09	Não	1,22 milhões
Perfeita 1-12	233,32	4,64	Não	2,72 milhões
Perfeita 1-30	240,56	7,89	Não	4,62 milhões
Perfeita 7-12	230,56	3,40	Não	1,99 milhões
Perfeita 7-30	240,43	7,83	Não	4,59 milhões
Perfeita 30-30	229,99	3,15	Não	1,84 milhões
Perfeita 30-60	239,75	7,52	Não	4,41 milhões

Observa-se em todos os casos que os incrementos dos benefícios na simulação da operação com base na previsão são sempre positivos e que variam em função do horizonte e da frequência de previsão. Os maiores incrementos nos benefícios obtidos na simulação da operação no período de 1931 a 1964 utilizando as curvas-guia otimizadas no mesmo período representam, aproximadamente, 0,57% ou 360 mil dólares por ano. Na simulação da operação no período de 1964 a 2001 (utilizando as curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001), os maiores incrementos nos benefícios superam 8%, representado em torno de 5,20 milhões de dólares por ano.

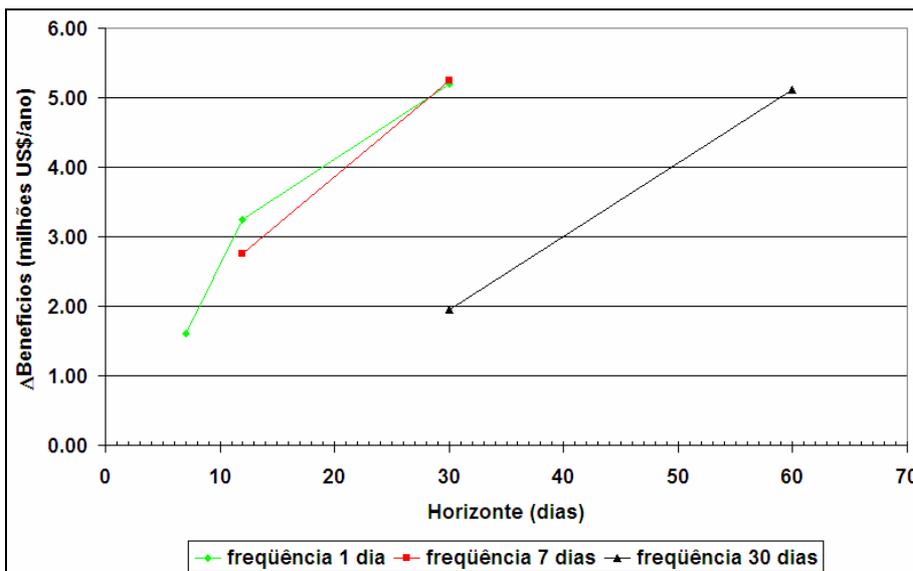
Esses resultados indicam que a consideração da previsão na operação do reservatório apresenta maiores benefícios naqueles períodos onde existe uma maior diferença entre os

eventos implicitamente considerados como de projeto na adoção da curva-guia para controle de cheias e os restantes eventos do período.

A Figura 49 e a Figura 50 apresentam a influência que a frequência e o horizonte da previsão têm nos benefícios obtidos na simulação da operação com base na previsão de vazão afluente



**Figura 49: Influência do horizonte de previsão e da frequência de previsão nos benefícios obtidos na simulação da operação com base na previsão. Resultados da simulação da operação no período 1931 a 1964 utilizando as curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001.**



**Figura 50: Influência do horizonte de previsão e da frequência de previsão nos benefícios obtidos na simulação da operação com base na previsão. Resultados da simulação da operação no período 1964 a 2001 utilizando as curvas-guia otimizadas no mesmo período.**

Observa-se na Figura 49 e na Figura 50 que os benefícios da previsão, para uma mesma frequência, aumentam na medida em que se utilizam previsões com maiores horizontes, como era esperado. Contudo, considerando um horizonte de 30 dias e utilizando previsões com frequência de 30 dias (mensal), os benefícios obtidos representam apenas 50% dos benefícios que podem ser obtidos se utilizada uma frequência diária ou semanal.

Os benefícios são praticamente os mesmos para horizontes de 30 dias considerando uma frequência diária ou semanal. Na medida em que o horizonte diminui as diferenças nos benefícios se tornam notórias. Assim, no caso de uma frequência diária ou semanal existe uma diferença nos benefícios em torno de 0,80 milhões de dólares por ano (Figura 49) quando são utilizadas previsões com 12 dias de horizonte.

A Figura 51 e a Figura 52 deixam em evidencia as diferenças existentes nas curvas-guia para uma mesma frequência e diversos horizontes de previsão (Figura 51) e para um mesmo horizonte e diversas frequências de previsão (Figura 52). As curvas-guia otimizadas na situação de operação com base em previsões de vazão com horizontes mais curtos (ou maiores frequências) são mais parecidas com a curva-guia otimizada para a operação sem previsão (apresentada na cor azul nessas figuras).

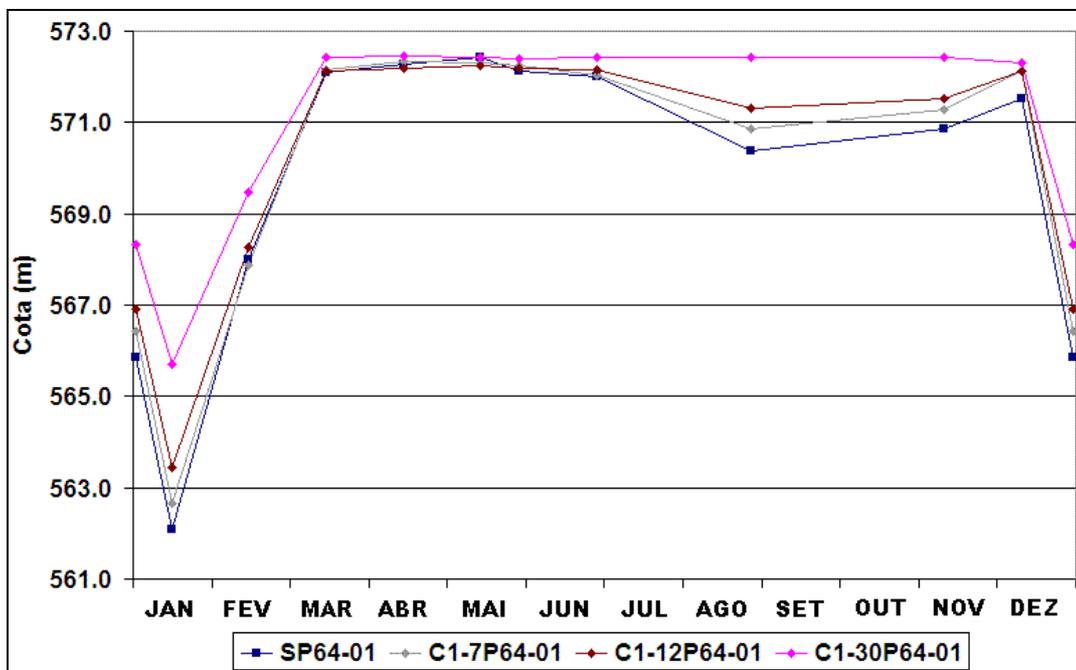


Figura 51: Curvas-guia para uma mesma frequência (1 dia) e diferentes horizontes de previsão (7, 12 e 30 dias). Curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001.

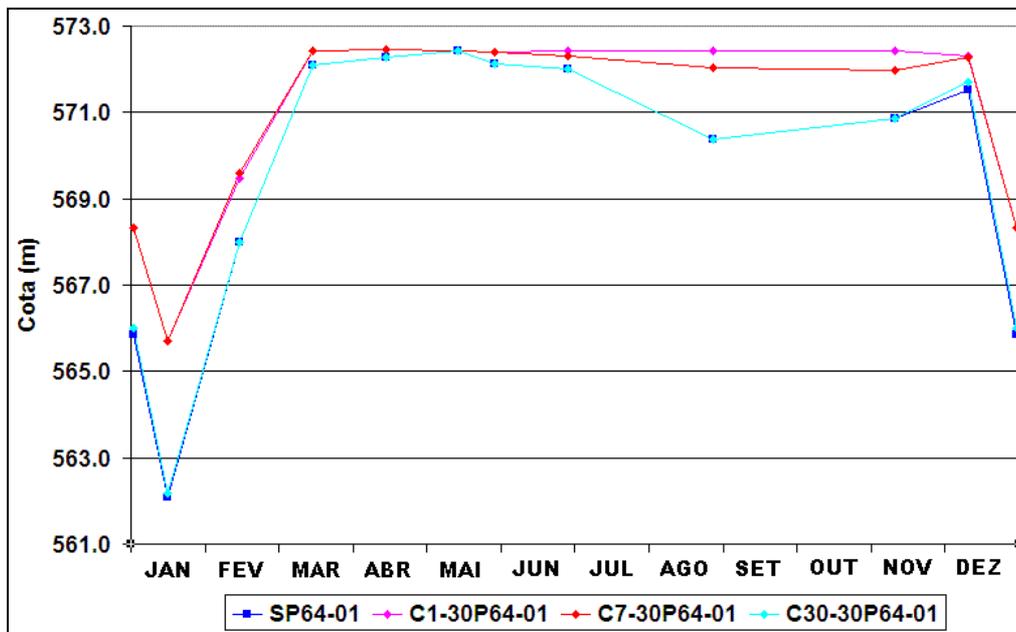


Figura 52: Curvas-guia para um mesmo horizonte (30 dias) e diferentes freqüências de previsão (1, 7 e 30 dias). Curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001.

Finalmente, na Figura 53 à Figura 56 se apresentam os cotogramas das simulações de operação com base na previsão perfeita 7-12 e os cotogramas correspondentes à operação sem previsão. Observa-se que ocorrem quebras de restrição na Figura 54, quando o nível da água no reservatório ultrapassa o limite imposto pela restrição. Os cotogramas das simulações de operação com base na previsão, para as restantes combinações de freqüência e horizonte de previsão, são apresentados no **Anexo 3**.

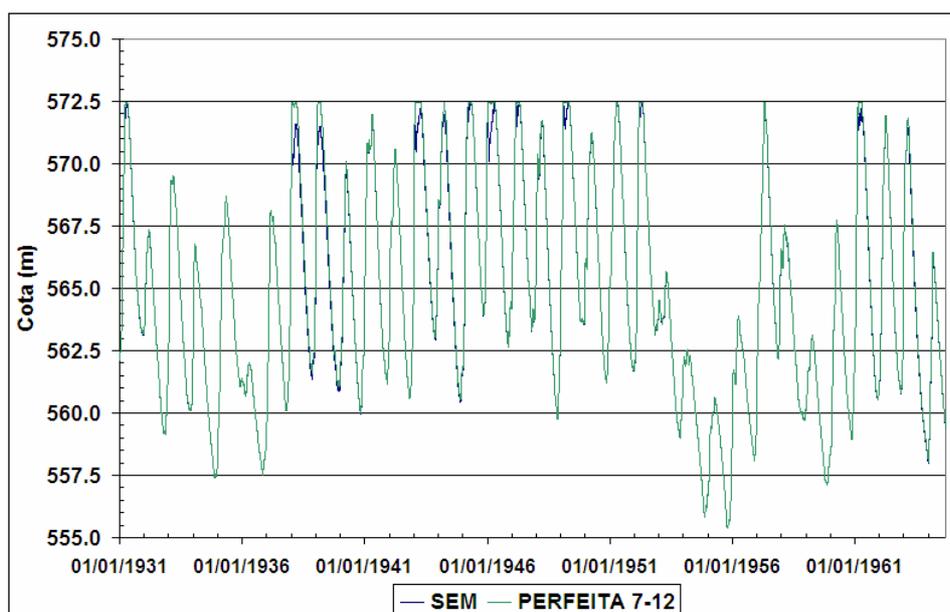


Figura 53: Cotogramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-12 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

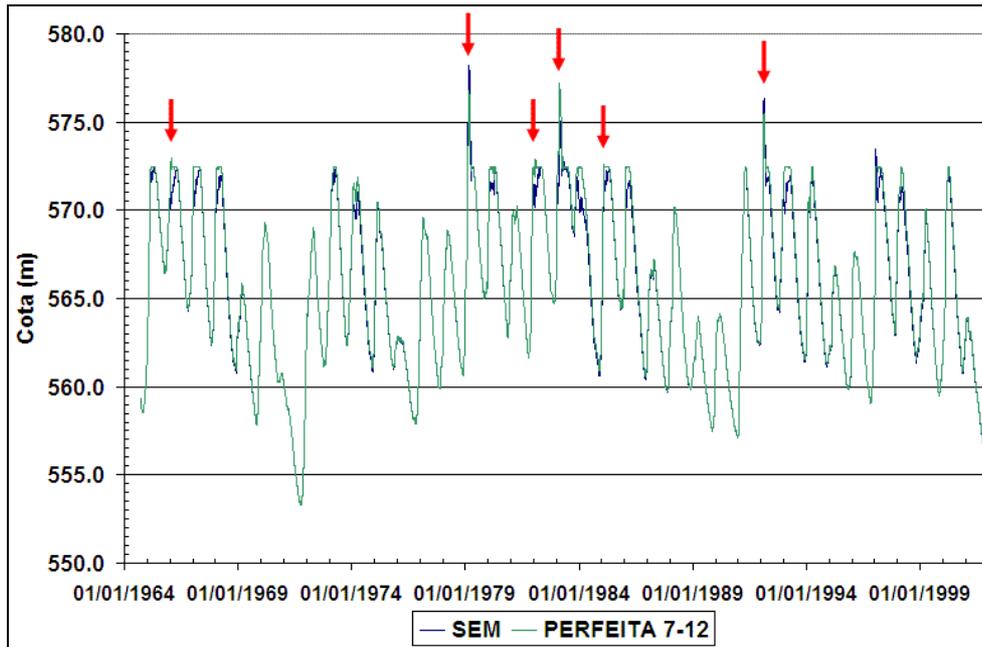


Figura 54: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-12 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964). As setas indicam as quebras da restrição relativa à cota limite do reservatório para evitar inundações na cidade de montante.

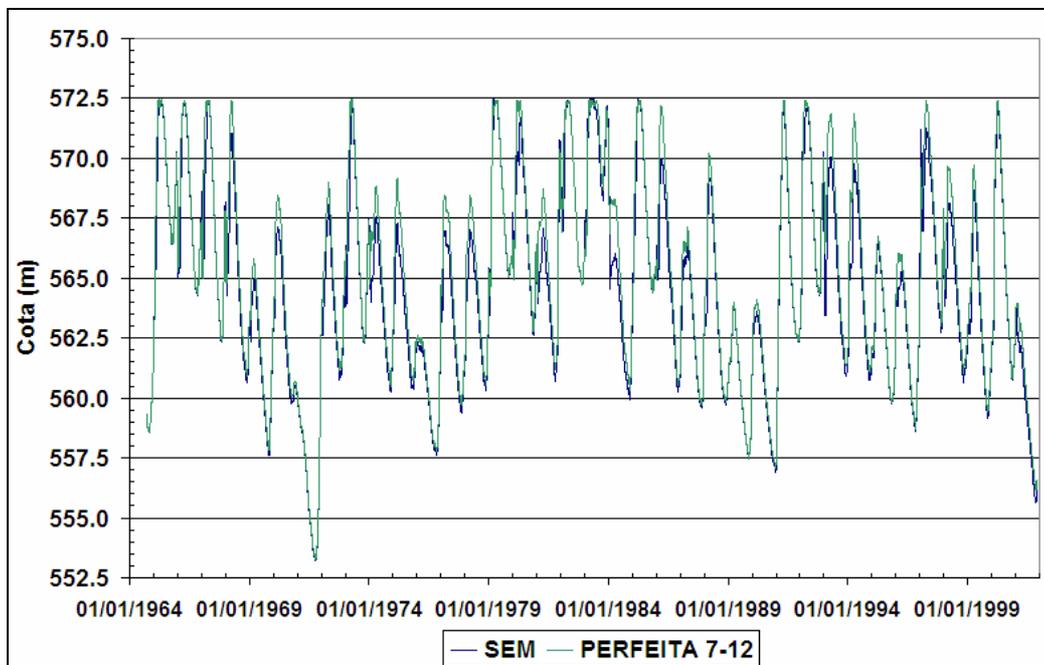
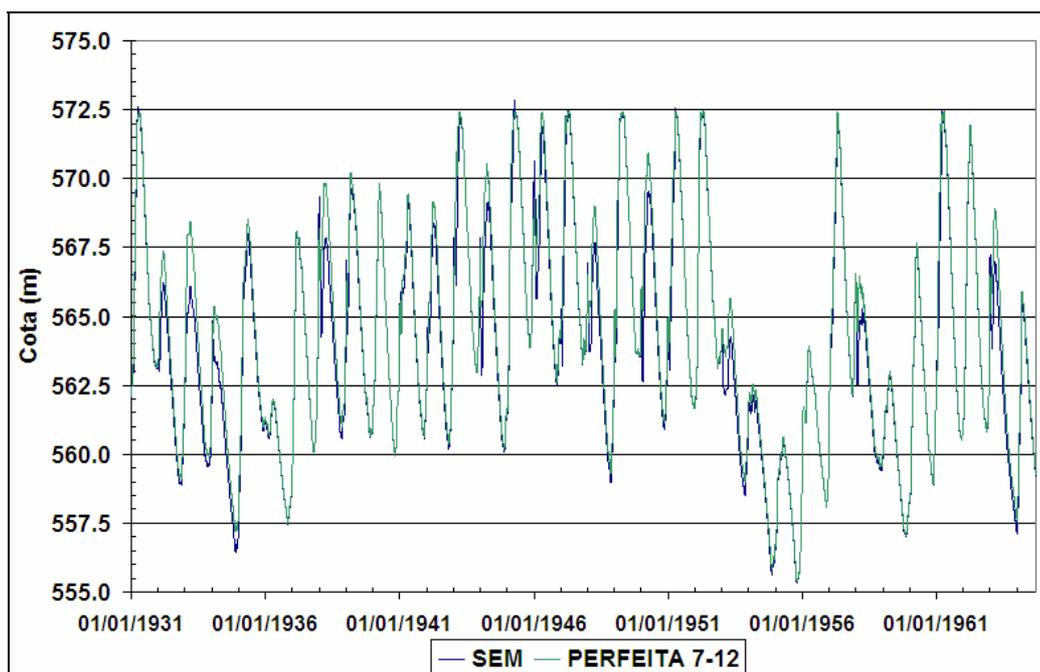


Figura 55: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-12 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).



**Figura 56: Cotogramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-12 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).**

Ocorrem quebras de restrição em todas as simulações do período de 1964 a 2001 utilizando as curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964.

Os detalhes das quebras de restrição resultantes da simulação do período de 1964 a 2001 utilizando as curvas-guia C7-12P31-64, C7-30P31-64 e C30-60P31-64 são apresentados na Tabela 14 à Tabela 16. Os detalhes das quebras de restrição, resultantes da simulação do período de 1964 a 2001 utilizando as curvas-guia otimizadas com base nas restantes combinações de horizonte e frequência de previsão, são apresentadas no **Anexo 4**.

**Tabela 14: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia C7-12P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
17/01/1966 - 26/01/1966	10	572,99	0,49
08/02/1979 - 24/03/1979	45	576,80	4,30
28/01/1982 - 03/02/1982	7	572,90	0,40
24/01/1983 - 05/04/1983	72	577,18	4,68
03/02/1985 - 06/02/1985	4	572,61	0,11
08/02/1992 - 09/03/1992	31	575,51	3,01

**Tabela 15: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia C7-30P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
21/02/1979 - 13/03/1979	21	574,50	2,00
11/02/1983 - 31/03/1983	49	576,29	3,79

**Tabela 16: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia C30-60P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
25/2/79 - 5/3/79	9	572,98	0,48
13/2/83 - 19/3/83	35	574,74	2,24

A análise das quebras de restrição no período 1964 a 2001 utilizando as curvas-guias otimizadas no período 1931 a 1964 mostra que, no caso da previsão perfeita 7-12 (Tabela 14) existiu o mesmo número de quebras de restrição que na operação sem previsão (Tabela 9). Porém, analisando as quebras de restrição mais severas acontecidas nos quatro maiores eventos desse período (fevereiro de 1979, fevereiro de 1983, fevereiro de 1992 e janeiro de 1997) se percebe que apenas num dos eventos o nível máximo alcançado na operação com previsão foi superior ao caso sem previsão. Nos restantes três eventos os níveis máximos alcançados com previsão foram, aproximadamente, inferiores em um metro, em comparação ao caso sem previsão. Já com o aumento dos horizontes de previsão, o número de quebras se reduziu a só duas (Tabela 15 e Tabela 16).

É importante salientar que na simulação da operação (período 1931 a 1964) com base na previsão utilizando as curvas-guia otimizadas no período 1964 a 2001 não aconteceram quebras de restrição com nenhuma das diferentes previsões (Tabela 13). Cabe lembrar que na simulação da operação sem previsão, no mesmo período e com a curva-guia SP64-01 ocorreu uma quebra de restrição (veja a Figura 44).

## 6.2- Benefícios da previsão real de vazão

As previsões reais de vazão, obtidas a partir das previsões de chuva por Silva (2005) foram utilizadas para a operação do reservatório utilizando as curvas-guia otimizadas para

previsão perfeita de vazão (C7-12P31-64 e C7-12P64-01). Os resultados foram comparados para o mesmo período com os resultados obtidos utilizando as curvas-guia SP31-64 e SP64-01 na operação sem previsão. A comparação foi feita em termos de potência média, posteriormente transformada para benefícios econômicos, admitindo-se um valor monetário para o MW.h.

Em primeiro lugar, foram avaliados os benefícios da previsão real com a utilização da curva-guia C7-12P64-01. Os resultados foram comparados aos obtidos com a operação sem previsão, utilizando a curva-guia SP64-01, e com a operação com previsão perfeita, utilizando a curva-guia C7-12P64-01. Os resultados são apresentados na Tabela 17.

A operação sem previsão, usando a curva-guia SP64-01 resulta numa potência média de 221,3 MW. A operação com previsão perfeita, utilizando a curva-guia C7-12P64-01 resulta num acréscimo de 5,33% na potência média, o que representa um incremento nos benefícios de 3,10 milhões de dólares por ano, considerando o custo de 30 dólares por MW.hora. A operação com previsão real, utilizando a curva-guia C7-12P64-01 resulta num acréscimo de 3,52% na potência média, o que representa um benefício de 2,05 milhões de dólares por ano.

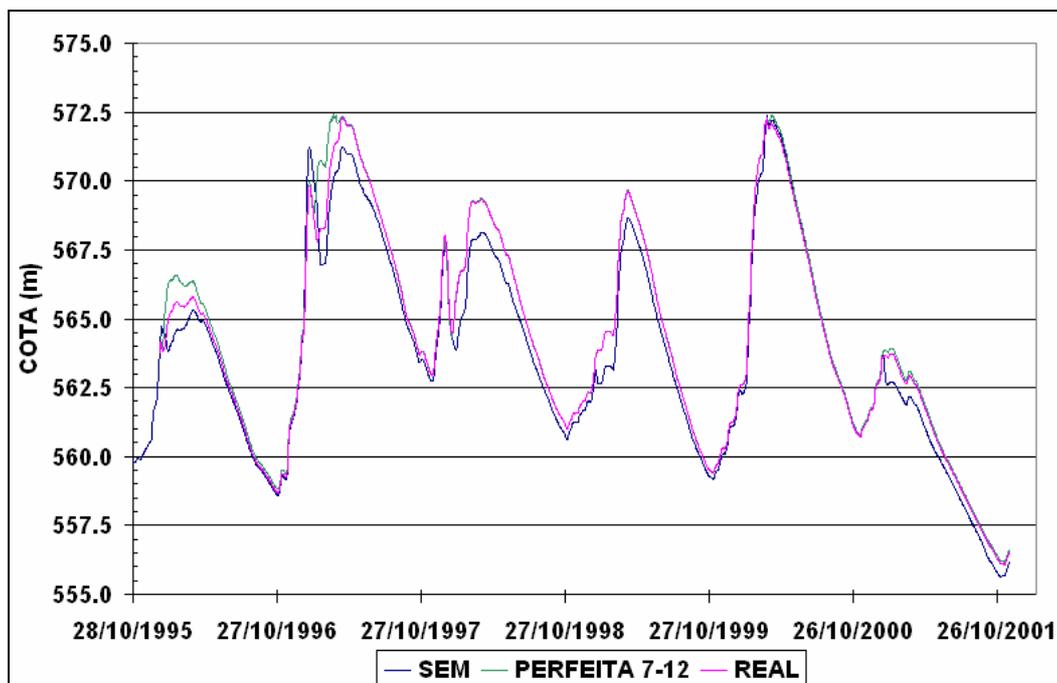
É importante destacar que, mesmo utilizando a previsão real, não ocorreu nenhuma quebra de restrição. Isto significa que o incremento nos benefícios em mais de 2 milhões de dólares por ano (somente neste aproveitamento hidrelétrico) foi obtido sem comprometer a segurança da barragem e os outros usos do reservatório (controle de cheias).

**Tabela 17: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período janeiro de 1996 até novembro de 2001 (curvas-guia otimizadas para o período de 1964 a 2001).**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	Quebra de restrição	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	221,3	-	Não	-
Perfeita	233,1	5,33	Não	3,10 milhões
Real	229,1	3,52	Não	2,05 milhões

Observa-se na Tabela 17, que o benefício obtido com a previsão real representa cerca de dois terços do benefício que poderia ser obtido com previsões perfeitas de vazão.

Os cotogramas obtidos sob uma operação sem previsão, com base na previsão perfeita e com base na previsão real são apresentados na Figura 57. Nesta figura é possível observar que os níveis da água são inferiores quando o reservatório é operado sem previsão de vazão.



**Figura 57: Cotogramas do reservatório operado sem previsão; com previsão perfeita de vazão e com previsão real no período de 1996 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).**

Em segundo lugar, foram avaliados os benefícios da previsão real com a utilização da curva-guia C7-12P31-64. Os resultados foram comparados aos obtidos com a operação sem previsão, utilizando a curva-guia SP31-64, e com a operação com previsão perfeita de vazão, utilizando a curva-guia C7-12P31-64. Os resultados são apresentados na Tabela 18.

A operação sem previsão, usando a curva-guia SP31-64 resulta numa potência média de 240,8 MW. Este valor é superior ao obtido no caso anterior, usando a curva-guia SP64-01, porque a curva-guia SP31-64, otimizada para um período com menos eventos importantes de cheia, apresenta cotas mais altas do reservatório.

A operação com previsão perfeita de vazão, utilizando a curva-guia C7-12P31-64 resulta num acréscimo de 1,39% na potência média, o que representa um incremento nos benefícios de 0,88 milhões de dólares por ano, considerando o custo de 30 dólares por MW.h. A operação com previsão real, utilizando a curva-guia C7-12P31-64 resulta num acréscimo de 0,74% na potência média, o que representa um incremento nos benefícios de 0,47 milhões de dólares por ano.

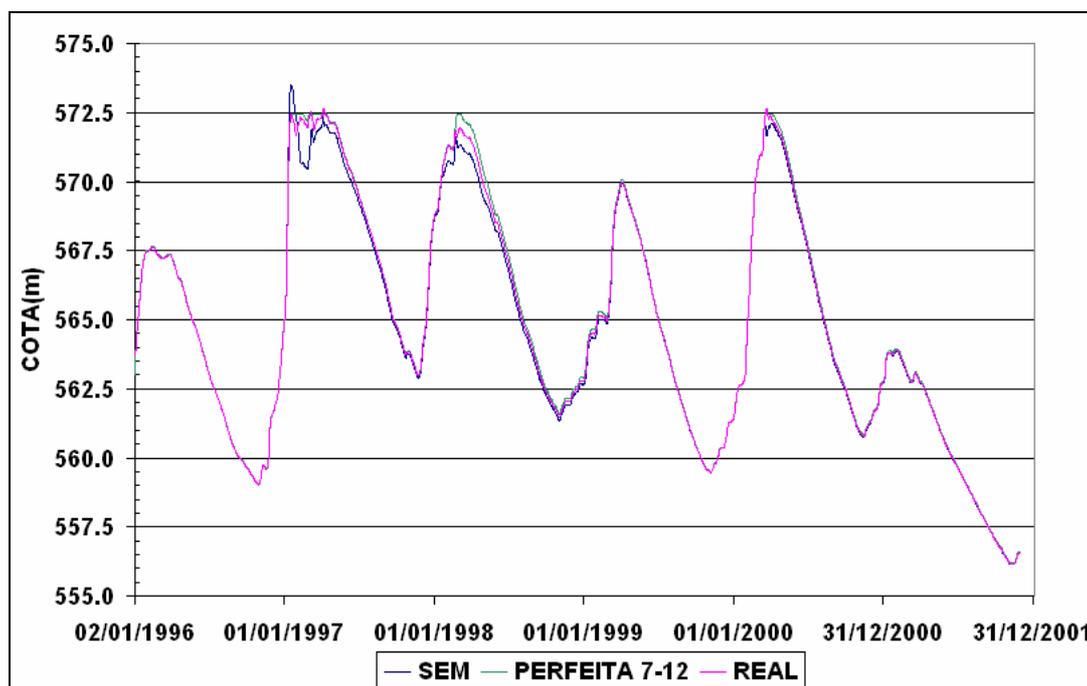
Entretanto, as simulações da operação do reservatório sem previsão e com previsão real apresentaram situações de quebra de restrição, conforme apresentado na Tabela 18, enquanto a simulação da operação com previsão perfeita de vazão não mostrou nenhuma quebra de restrição.

**Tabela 18: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período janeiro de 1996 até novembro de 2001 (curvas-guia otimizadas para o período de 1931 a 1964).**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	Quebra de restrição	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	240,8	-	Sim	-
Perfeita	244,1	1,39	Não	0,88 milhões
Real	242,6	0,74	Sim	0,47 milhões

Os benefícios obtidos com a previsão são menores neste caso do que no caso anterior, mas mesmo assim se mantêm positivos.

Os cotagramas obtidos sob uma operação sem previsão, com base na previsão perfeita de vazão e com base na previsão real são apresentados na Figura 58. Nesta figura é possível observar que os níveis da água são inferiores quando o reservatório é operado sem previsão de vazão. Observam-se ainda as quebras de restrição, quando o nível é superior ao limite de 572,50 m.



**Figura 58: Cotagramas do reservatório operado sem previsão; com previsão perfeita de vazão e com previsão real no período de 1996 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).**

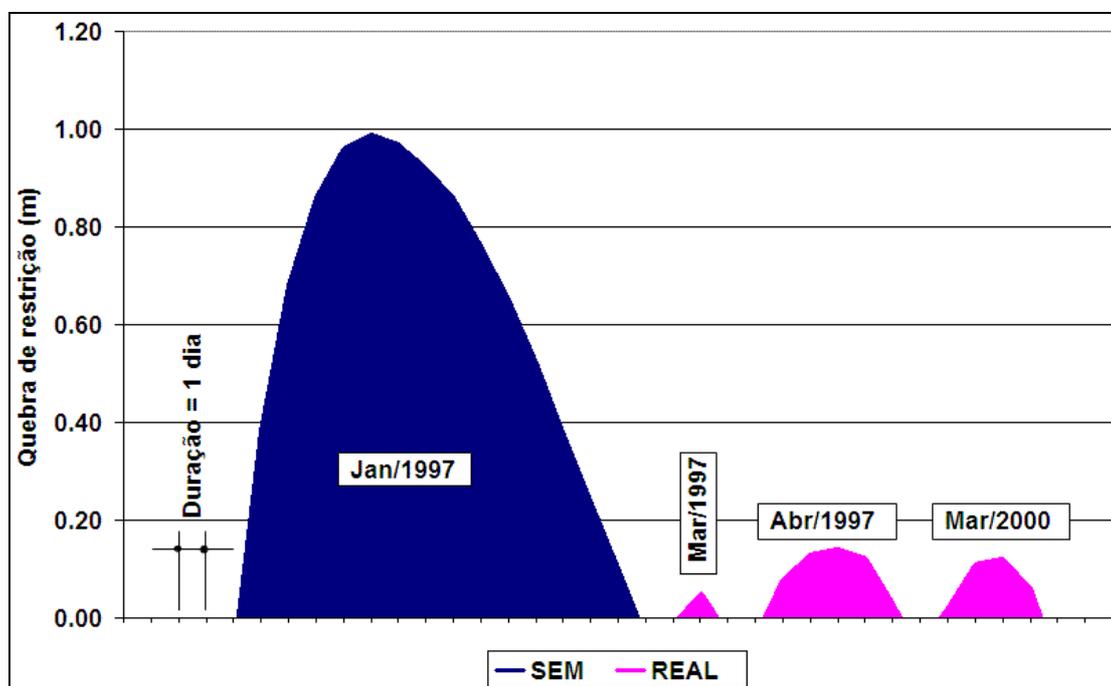
As quebras de restrição em cada um dos casos simulados foram analisadas em termos de intensidade e duração. A intensidade é a diferença entre o nível da água máximo atingido durante

a simulação e a cota limite imposta pela restrição. A duração é o número de dias em que o nível da água permanece acima da cota limite.

A Figura 59 apresenta as quebras de restrição observadas nas simulações descritas na Tabela 18. Observa-se na Figura 59 que na simulação de operação sem previsão utilizando a curva-guia SP31-64 houve apenas uma quebra de restrição, que ocorreu em janeiro de 1997, com quase 1 metro de nível acima do máximo permitido. Na simulação de operação com previsão real houve três quebras de restrição, mas todas elas com menos de 15 cm. Além disso, a duração da quebra de restrição na simulação de operação sem previsão foi de 14 dias, ao passo que as quebras de restrição na simulação de operação com previsão real tiveram apenas 1, 5 e 4 dias de duração (total de 10 dias).

Este resultado é importante porque indica que, embora ocorram algumas quebras de restrição quando o reservatório é operado com base a previsões reais, elas são apenas marginais, se comparadas ao que ocorreria em caso de operação sem previsão.

É importante ressaltar que um evento deste período representa um dos mais críticos da série completa. O evento de janeiro de 1997 atingiu uma vazão afluente de pico superior a  $6500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , sendo o segundo maior evento em termos de vazão de pico da série histórica.



**Figura 59:** Diferença entre o nível do reservatório e a cota limite durante as situações de quebra de restrição na simulação de operação sem previsão (azul) e com previsão real (rosa).

### 6.3- Resultados da análise de sensibilidade do volume útil do reservatório

A influência do volume útil do reservatório nos benefícios da operação com base na previsão de vazão foi avaliada comparando os resultados obtidos para quatro diferentes valores de volume útil.

Foram otimizadas duas curvas-guia para cada uma das relações Cota-Área-Volume do reservatório apresentadas na Tabela 7 e na Tabela 1. A primeira das curvas-guia foi otimizada para operação do reservatório sem previsão. Entretanto, a restante curva-guia foi otimizada para a operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão com frequência de 30 dias e 60 dias de horizonte.

Nesta análise foi utilizada a série disponível de vazões observadas completa. Os resultados em termos de incrementos nos benefícios econômicos com respeito à situação de operação sem previsão (coluna 4), para os diferentes valores de volume útil, são apresentados na Tabela 19 à Tabela 22. A comparação foi feita em termos de potência média, posteriormente transformada para benefícios econômicos, admitindo se um valor monetário de 30 US\$/MW.h.

**Tabela 19: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias.**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	229,36	-	-
Previsão 30-60	247,53	7,92	4,77 milhões

**Tabela 20: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-1,5V.**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	246,56	-	-
Previsão 30-60	256,26	3,93	2,55 milhões

**Tabela 21: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-2V.**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	259,87	-	-
Previsão 30-60	262,70	1,09	744,50 mil

**Tabela 22: Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-3V.**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	269,48	-	-
Previsão 30-60	269,98	0,185	130,50 mil

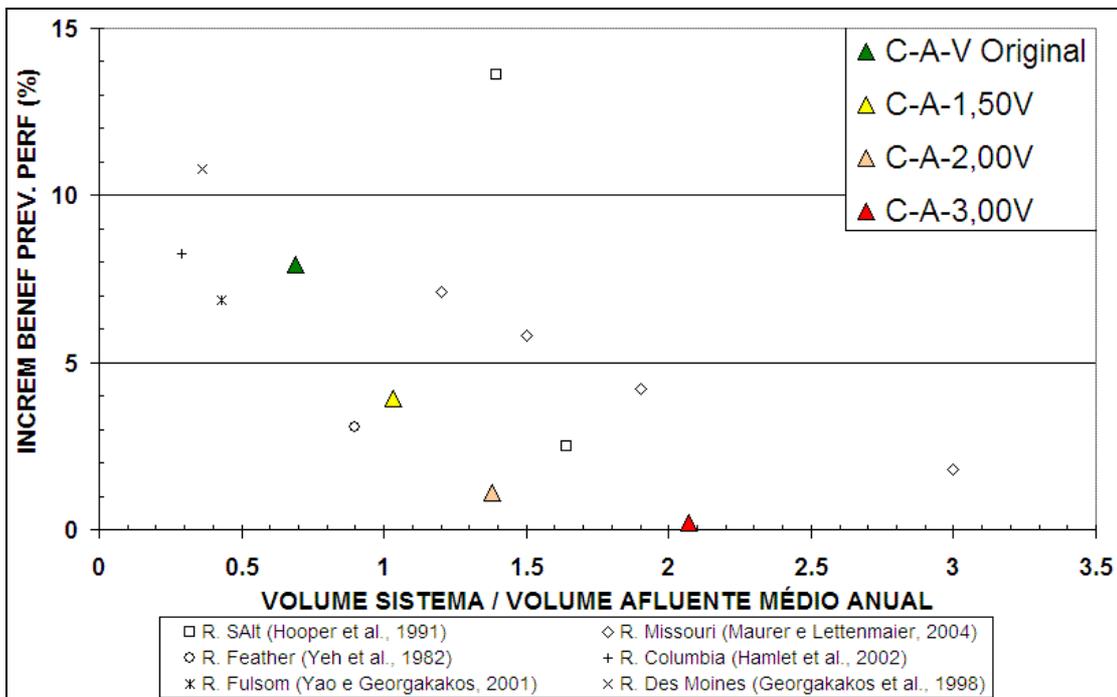
Considerando que a vazão média diária de longo período da serie de vazão utilizada é igual a  $705 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , o correspondente volume afluente médio anual é igual a 22232,38 milhões de  $\text{m}^3$ . Com base nesse valor, foi calculado o quociente: volume do sistema e volume afluente médio anual, para cada um dos casos aqui analisados. Os resultados são apresentados na Tabela 23.

**Tabela 23: Quociente entre o volume (útil) do sistema (VU) e o volume afluente médio anual (VAM).**

Cota-Área-Volume	Volume útil ( $\text{hm}^3$ )	Quociente: VU/VAM
Três Marias	15278,00	0,69
C-A-1,5V	22917,00	1,03
C-A-2V	30556,00	1,38
C-A-3V	45834,00	2,07

Finalmente, os resultados obtidos neste item foram agregados ao desenho apresentado por Maurer e Lettenmaier (2004) para verificar a tendência encontrada por ditos autores (Figura 60).

Observa-se na Figura 60 que os resultados obtidos neste trabalho possuem a mesma tendência que os apresentados por Maurer e Lettenmaier (2004), confirmando que os benefícios da previsão perfeita de longo prazo na operação de reservatórios diminui conforme aumenta o volume útil do sistema.



**Figura 60: Benefícios da previsão perfeita de vazão de longo prazo em função do quociente: volume do sistema e volume afluente médio anual (Adaptado de Maurer e Lettenmaier, 2004).**

Assim, reservatórios muito grandes têm pouco benefício a obter de boas previsões de vazão, uma vez que são capazes de regularizar completamente um valor muito próximo à vazão média do rio, não existindo praticamente, necessidade de vertimentos.

## 7- CONCLUSÕES

Este trabalho avaliou os benefícios da utilização de previsões de vazão na operação de um reservatório com usos múltiplos, particularmente no caso dos conflitantes usos de geração de energia e controle de cheias.

Para a análise foi utilizada uma metodologia de simulação de balanço hídrico de um reservatório, combinado à simulação de regras de operação. A simulação da operação do reservatório foi realizada com base em dois tipos de modelos com o objetivo de avaliar os benefícios da previsão. Um modelo de operação sem previsão e outro com previsão de vazão afluente, este último desenvolvido no presente trabalho. Embora o intervalo de tempo utilizado na simulação tenha sido diário, a mesma metodologia pode ser aplicada considerando um intervalo de tempo horário ou semanal.

Regras de operação simples, na forma de curvas-guia, foram utilizadas nos casos de operação com e sem previsão. As curvas-guia foram otimizadas através de uma técnica de parametrização, simulação e otimização utilizando um algoritmo evolutivo semelhante a um algoritmo genético.

Dados relativos ao reservatório de Três Marias, no rio São Francisco, foram utilizados como base para as análises. As previsões de vazão para esse aproveitamento foram obtidas a partir de um trabalho anterior (Silva, 2005), em que um modelo hidrológico de transformação chuva-vazão foi utilizado para gerar previsões de vazão a partir de previsões de chuva do modelo regional ETA.

Algumas simplificações foram feitas com relação ao reservatório e a usina de Três Marias que foram utilizados como caso hipotético. Porém, como a maior parte dos resultados foi obtida em termos relativos, isto é, percentagem de benefício em relação à operação sem previsão do mesmo sistema simplificado, se acredita que as simplificações adotadas não tenham grande impacto nos resultados obtidos e que os benefícios da utilização de previsões de vazão continuem apresentando valores positivos.

Os resultados obtidos mostram que há vantagens evidentes na utilização de previsões de chuva para se obter previsões de vazão na operação de reservatórios com usos múltiplos.

Os resultados com previsão perfeita (vazões observadas) mostram que pode haver um benefício relativo de aproximadamente 8% se forem utilizadas as previsões de vazão de longo prazo com dois meses de antecedência, e se a operação for planejada com essa antecedência. Em termos absolutos isto significa que o mesmo reservatório (Três Marias) poderia gerar 8% mais energia ao longo do mesmo período de tempo, sem comprometer o controle de cheias. Em termos econômicos esta diferença representa, aproximadamente, 338,50 milhões de dólares ao longo do período de 71 anos (1931-2001), ou seja, cerca de 4,77 milhões de dólares anuais.

A operação baseada em previsões de prazos, ou horizontes, mais curtos apresenta benefícios inferiores, mas ainda assim significativos. Por exemplo, a previsão perfeita com frequência semanal e horizonte de 12 dias pode trazer um benefício de aproximadamente 4,45 % (período 1964 a 2001). Em termos absolutos este benefício representa cerca de 2,75 milhões de dólares anuais, sem comprometer o funcionamento do reservatório no controle de cheias.

Esses benefícios em termos relativos são praticamente os mesmos, no caso de previsões de curto ou longo prazo, se o reservatório é operado no período 1931-1964 com base nas curvas-guia do período 1964-2001.

Outro ponto de interesse representa o fato que os benefícios da previsão, para uma mesma frequência, aumentam na medida em que se utilizam previsões com maiores horizontes, como era esperado. Porém, neste trabalho foi demonstrado que, no caso analisado, considerando um horizonte de 30 dias e utilizando previsões com frequência de 30 dias (mensal), os benefícios obtidos representam apenas 50% dos benefícios que podem ser obtidos se utilizada uma frequência diária ou semanal. Isto significa que a frequência da previsão também é um elemento importante a ser considerado.

Embora os benefícios sejam praticamente os mesmos considerando uma frequência diária ou semanal e um horizonte de 30 dias, na medida em que o horizonte diminui, as diferenças nos benefícios se tornam notórias. Assim, no caso de uma frequência diária e uma semanal e um horizonte de 12 dias, a diferença nos benefícios a favor da primeira é de cerca de 0,80 milhões de dólares por ano, aproximadamente.

Os benefícios potenciais das previsões também dependem da capacidade de regularização do reservatório, como foi apresentado por Maurer e Lettenmaier (2004) e confirmado neste trabalho. Assim, reservatórios muito grandes têm pouco benefício a obter de boas previsões de vazão, uma vez que são capazes de regularizar completamente um valor muito próximo à vazão média do rio. Os benefícios da previsão perfeita de longo prazo (frequência mensal e horizonte de dois meses) diminuíram praticamente à metade (de 7,92% a 3,93%), quando o volume útil do

reservatório foi aumentado um 50%. A diminuição foi ainda maior (de 7,92% a 1,09%), quando o volume útil do reservatório foi aumentado um 100%. Ainda, esses valores seguem as tendências encontradas nos trabalhos prévios, indicando que os resultados obtidos com a abordagem aqui apresentada são consistentes.

A análise dos benefícios obtidos com a previsão perfeita (vazões observadas) indica um potencial de obtenção de benefícios, e está relacionada ao tipo de sistema que está sendo analisado e ao horizonte e frequência das previsões. Os benefícios obtidos com as previsões reais de curto prazo são inferiores aos benefícios obtidos com as previsões perfeitas de curto prazo, como era esperado. Entretanto, a redução do benefício é relativamente pequena no período analisado. Utilizando previsões reais de vazão obtidas por Silva (2005) no período 1996-2001, foi possível obter previsões que resultaram num benefício relativo de 3,52 %, que representa cerca de 2,05 milhões de dólares anuais. Este benefício foi obtido com o mesmo desempenho no controle de cheias considerando as curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001.

O valor de 3,52% pode ser considerado alto, se for comparado ao benefício relativo que seria obtido, para o mesmo período, utilizando previsões perfeitas de vazão, que chega a 5,33%. Em outras palavras, a previsão de vazão baseada na previsão de chuva disponível atualmente pode trazer um benefício maior do que a metade do benefício que seria esperado com a previsão perfeita de vazão para o mesmo sistema.

Finalmente, na última avaliação do desempenho da operação do reservatório com base nas previsões reais foi demonstrado que, além de serem obtidos benefícios por uma maior geração de energia (em torno de 0,47 milhões de dólares por ano), a utilização da previsão de vazão na operação de um reservatório pode antecipar a ocorrência de cheias maiores às esperadas implicitamente pela adoção de uma curva-guia, atenuando as intensidades das quebras de restrição e diminuindo a duração dessas quebras. Embora se possam apresentar quebras marginais da restrição por causa dos erros nas previsões reais (aconteceram três com um valor inferior a 15 cm, em quanto que sem previsão aconteceu apenas uma, mas com um valor de quase um metro) elas podem ser minimizadas deixando uma pequena folga nas curvas-guia definidas com base na previsão perfeita de vazão afluente ao reservatório.

Os benefícios econômicos encontrados neste trabalho referem-se a apenas um reservatório, operando de forma isolada. É possível que a operação de um sistema mais complexo tenha benefícios ainda maiores a obter a partir de boas previsões de vazão quando houver sinergia de um sub-sistema e mesmo do conjunto de sub-sistemas brasileiros, considerando aí as complementaridades climáticas. Neste caso, os benefícios econômicos

encontrados aqui devem representar uma pequena parte do que poderia ser obtido se melhores previsões fossem utilizadas em nível nacional.

Os resultados obtidos são promissores e mostram que a previsão de chuva de curto prazo associada à previsão hidrológica resulta em ganhos econômicos quando também é associada à otimização sistêmica de um aproveitamento hidrelétrico.

## 8- RECOMENDAÇÕES

É necessário ressaltar que uma série de simplificações foram feitas para obter resultados de fácil interpretação, destacando de forma clara a influência da previsão de vazão na operação de reservatórios. Os resultados obtidos aqui devem ser complementados com novas análises, cobrindo outros períodos de tempo, incluindo períodos de cheias mais severas, e considerando outros reservatórios, em diferentes regiões climáticas do país.

No problema aqui abordado, uma das simplificações utilizadas considerou que a vazão turbinada possui um único valor para um determinado nível da água no reservatório. Essa abordagem poderia ser ampliada considerando a necessidade de atendimento de uma demanda específica de energia variável no tempo e, em consequência, de uma operação do reservatório que considere diferentes vazões turbinadas para um mesmo valor de nível da água no reservatório. Embora nessa análise pudessem se apresentar resultados diferentes aos aqui obtidos, continuariam existindo benefícios pela consideração de previsões de vazão na operação do reservatório.

Entretanto, nessa nova abordagem poderiam ser avaliados os benefícios das previsões de temperatura. As previsões de curto prazo de temperatura podem ser utilizadas para se obter previsões de demanda de energia, como apresentado por Teisberg et al. (2005). Esses autores demonstraram que boas previsões de temperatura podem melhorar as previsões de demanda de energia, as quais por sua vez, permitem diminuir os custos de produção das diferentes fontes de geração.

Outra avaliação que poderia ser feita é a determinação do horizonte de previsão ótimo para a operação de um reservatório, considerando previsões com diferentes frequências. Nesse caso, poderiam ser utilizadas previsões perfeitas de vazão e, ainda, previsões com erros. As previsões com erros poderiam ser previsões reais de vazão ou previsões obtidas agregando um ruído aleatório às previsões perfeitas, como apresentado por Yeh et al. (1982); Mishalani e Palmer (1988); Maurer e Lettenmaier (2004). Essa análise pode ser repetida para diferentes reservatórios, com diferentes valores de volume úteis.

Resulta de interesse ainda, expandir a análise apresentada neste trabalho à operação de um conjunto de reservatórios ou mesmo, a um subsistema do sistema interligado brasileiro. Nesse caso, os resultados da avaliação dos benefícios das previsões de vazão poderiam ser maiores aos estimados neste trabalho como consequência de benefícios adicionais proporcionados pela sinergia entre os diferentes reservatórios.

Finalmente, uma avaliação da influência dos erros na previsão de vazão na obtenção desses benefícios complementaria as análises aqui apresentadas, definindo os níveis toleráveis de erros para obter determinados benefícios. Ainda, essa análise permitiria conhecer, em termos econômicos, os benefícios de uma redução na incerteza da previsão de vazão.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDULLA, F. A.; LETTENMAIER, D. P.; LIANG, X. Estimation of the ARNO model baseflow parameters using daily streamflow data. **Journal of Hydrology**. [S.l.], v. 222, p. 37-54, 1999.
- ANDREOLLI, I. **Previsão de vazão em tempo real no rio Uruguai com base na previsão meteorológica**. 2003. 182 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.
- ARCHIBALD, T. W.; MCKINNON, K. I. M.; THOMAS, L. C. An aggregate stochastic dynamic programming model of multireservoir systems. **Water Resources Research**. [S.l.], v. 33, n. 2, p. 333-340, feb. 1997.
- BARROS, M.; TSAI, F.; YANG, S.; LOPES, J. E. G.; YEH, W.; ASCE, H. Optimization of large-scale hydropower systems operations. **Journal of Water Resources Planning and Management**. [S.l.], v. 129, n. 3, p. 178-188, may/june 2003.
- BEARD, L. R. Flood control operation of reservoirs. **Journal of Hydraulics Division**. [S.l.], v. 89, n. HY1, p. 1-23, jan. 1963.
- BECKER, L.; YEH, W. W-G. Optimization of real time operation of a multiple-reservoir system. **Water Resources Research**. [S.l.], v. 10, n. 6, p. 1107-1112, dec. 1974.
- BESSLER, L. T.; SAVIC, D. A.; WALTERS, G. A. Water reservoir control with data mining. **Journal of Water Resources Planning and Management**. [S.l.], v. 129, n. 1, p. 26-34, jan./feb. 2003.
- BRAGA JR.; B. P. F.; YEH, W. W-G.; BECKER, L.; BARROS, M. T. L. Stochastic optimization of multiple reservoir-system operation. **Journal of Water Resources Planning and Management**, [S.l.], v. 117, n. 4, p. 471-481, july/aug. 1991.
- BRANDÃO, J. L. B. **Modelo para operação de sistemas de reservatórios com usos múltiplos**. 2004. 160 p. Tese (Doutorado em Engenharia) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo.

- <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3147/tde-12042004-111239/>>. Acesso em: 15 mar. 2005.
- CASTRO, M. A. **Estudo das técnicas de controle de cheias em usinas hidrelétricas com aplicação de novas abordagens**. 2003. 125 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Paulo.  
<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18133/tde-17042004-152956/>. Acesso em: 15 mar. 2005.
- CHANG, F-J; CHEN, L.; CHANG, L-C. Optimizing the reservoir operating rule curves by genetic algorithms. **Hydrological Processes**. [S.l.], v. 19, p. 2277-2289, mar. 2005.
- CHEN, L. Real coded genetic algorithm optimization of long term reservoir operation. **Journal of the American Water Resources Association**. [S.l.], v. 39, n. 5, p. 1157-1165, 2003.
- CICOGNA, M. A. Análise de sensibilidade da otimização energética de sistemas hidrotérmicos. **ENCONTRO DE PESQUISADORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**, II SisPot, 2002, Campinas.
- COELHO, L. S. F. **Notas em matemática aplicada 2. Fundamentos, potencialidade e aplicações dos algoritmos evolutivos**. SBMAC, 2003, 99 p.  
<[http://www.sbmac.org.br/boletim/pdf\\_2003/livro\\_02\\_2003.pdf](http://www.sbmac.org.br/boletim/pdf_2003/livro_02_2003.pdf)> Acesso em: 27 fev. 2005.
- COLLISCHONN, W.; TUCCI, C. E. M. Calibração automática global do modelo IPH2. In: **SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS**, 14, 2001a, Aracaju SE. Anais: Aracaju, 2001a, 1 CD.
- COLLISCHONN, W.; TUCCI, C. E. M. Simulação hidrológica de grandes bacias. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**. Porto Alegre, v. 6, n. 1, p. 95-118, jan./mar. 2001b.
- COLLISCHONN, W.; TUCCI, C. E. M.; CLARKE, R. T.; DIAS, P. L. S.; OLIVEIRA, G. S. Previsão sazonal de vazão na bacia do rio Uruguai 2: Previsão climática-hidrológica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**. Porto Alegre, v. 10, n. 4, p. 61-72, out/dez. 2005a.
- COLLISCHONN, W; HAAS, R.; ANDREOLLI, I.; TUCCI, C.E.M. Forecasting River Uruguay flow using rainfall forecasts from a regional weather-prediction model. **Journal of Hydrology**. [S.l.], v. 305, p. 87-98, 2005b.

- DINIZ, L. S. Calibração de modelos hidrológicos. In: GALVÃO, C. O.; VALENÇA, M. J. S. **Sistemas inteligentes: aplicações a recursos hídricos e sistemas ambientais**. Editorial da Universidade/UFRGS/ABRH. Porto Alegre, 1999, capítulo 4.
- DUAN, Q.; SOROOSHIAN, S.; GUPTA, V. Effective and efficient global optimization for conceptual rainfall-runoff models. **Water Resources Research**. [S.l.], v. 28, n. 4, p. 1015-1031, apr. 1992.
- DUAN, Q.; SOROOSHIAN, S.; GUPTA, V. Optimal use of the SCE – UA global optimization method for calibrating watershed models. **Journal of Hydrology**. [S.l.], v. 158, p. 265-284, 1994.
- FLETCHER, S. G.; PONNAMBALAM, K. A constrained state formulation for the stochastic control of multireservoir systems. **Water Resources Research**, [S.l.], v. 34, n. 2, p. 257-270, feb. 1998.
- GAN, T. Y.; BIFTU, G. F. Automatic calibration of conceptual rainfall – runoff models: optimization algorithms, catchment conditions and model structure. **Water Resources Research**, [S.l.], v. 32, n. 12, p. 3513-3524, dec. 1996.
- GEORGAKAKOS, A.; YAO, H.; MULLUSKY, M. G.; GEORGAKAKOS, K. P. Impacts of climate variability on the operational forecast and management of the upper Des Moines River basin. **Water Resources Research**. [S.l.], v. 34, n. 4, p. 799-821, apr. 1998.
- GOLDBERG, D. E. **Genetic algorithms in search, optimization and machine learning**. Addison Wesley Longman, Boston, 1989, 412 p.
- HAMLET, A. F.; HUPPERT, D.; LETTENMAIER, D. P. Economic values of long-lead streamflow forecasts for Columbia River hidropower. **Journal of the Water Resources Planning and Management**. [S.l.], v. 128, n. 2, p. 91-101, mar. 2002.
- HUANG, W.; YUAN, L.; LEE, C. Linking genetic algorithms with stochastic dynamic programming to the long-term operation of a multireservoir system. **Water Resources Research**, [S.l.], v. 38, n. 12, 40, dec. 2002.
- KELMAN, J. **Cheias e aproveitamentos hidrelétricos**. ABRH, 1987, 175 p.
- KOUTSOYIANNIS, D.; ECONOMOU, A. Evaluation of the parametrization-simulation-optimization approach for the control of reservoir systems. **Water Resources Research**, [S.l.], v. 39, n. 6, art. 2, june 2003.
- KOUTSOYIANNIS, D.; EFSTRATIADIS, A.; KARAVOKIROS, G. A decision support tool for

- the management of multi-reservoir systems. **Journal of the American Water Resources Association**. [S.l.], v. 38, n. 4, p. 945-958, 2002.
- LABADIE, J. W. Optimal operation of multireservoir systems: state-of-the-art review. **Journal of Water Resources Planning and Management**, [S.l.], v. 130, n. 2, p. 93-111, 2004.
- LACERDA, E. G. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. Introdução aos algoritmos genéticos. In: GALVÃO, C. O.; VALENÇA, M. J. S. **Sistemas inteligentes: aplicações a recursos hídricos e sistemas ambientais**. Editorial da Universidade/UFRGS/ABRH. Porto Alegre, 1999, capítulo 3.
- LANNA, A. E. L. Introdução. In: PORTO, R. La L. (organizador). **Técnicas Quantitativas para o gerenciamento de Recursos Hídricos**. Editora da UFRGS/ABRH, 2002, cap. 1.
- LANNA, A. E. L. **Operação estratégica de reservatórios para suprimento hídrico e controle de cheias**. Recursos hídricos publicação 4. Ministério de Educação e Cultura, 1982, 124 p.
- LANNA, A. E. L. **Optimal weekly releases from a multireservoir hydropower system**. 1980. 299 p. Tese (Doutorado em Filosofia) – Colorado State University. Fort Collins.
- LIMA, H. V. C. **Operação “ótima” de sistemas de reservatórios. Aplicação ao sistema da Região Metropolitana de Fortaleza**. 2000. 108 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.
- LOUCKS, D. P.; STEDINGER, J. R.; HAITH, D. A. **Water resource systems planning and analysis**. Prentice-Hall Inc., New Jersey, 1981, 559 p.
- LUND, J. R.; FERREIRA, I. Operating rule optimization for Missouri river reservoir system. **Journal of Water Resources Planning and Management**, [S.l.], v. 122, n. 4, p. 287-295, 1996.
- MADSEN, H. Automatic calibration of a conceptual rainfall – runoff model using multiple objectives. **Journal of Hydrology**. [S.l.], v. 235, p. 276-288, 2000.
- MAURER, E. P.; LETTENMAIER, D. P. Potential effects of long-lead hydrologic predictability on Missouri River main-stem reservoirs. **Journal of Climate**. [S.l.], v. 17, p. 174-186, 2004.
- MAYS, L. W.; TUNG, Y-K. **Hydrosystems engineering and management**. McGraw-Hill Inc., New York, 1992, 530 p.

- MCLAUGHLIN, D.; VELASCO, H. L. Real-time control of a system of large hydropower reservoirs. **Water Resources Research**, [S.l.], v. 26, n. 4, p. 623-635, apr. 1990.
- MERABTENE, T.; KAWAMURA, A.; JINNO, K.; OLSSON, J. Risk assessment for optimal drought management of an integrated water resources system using a genetic algorithm. **Hydrological Processes**, [S.l.], v. 16, p. 2189-2208, 2002.
- MINE, M.R.M. **Método determinístico para minimizar o conflito entre gerar energia e controlar cheias**. 1998. 146 p. Tese (Doutorado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.
- MISHALANI, N. R.; PALMER, R. N. Forecast uncertainty in water supply reservoir operation. **Water Resources Bulletin**. [S.l.], v. 24, n. 6, p. 1237-1245, dec. 1988.
- MONTASERI, M.; ADELOYE, A. Effects of integrated planning on capacity-yield-performance functions. **Journal of Water Resources Planning and Management**, [S.l.], v. 128, n. 6, p. 456-461, 2002.
- NALBANTIS, I.; KOUTSOYIANNIS, D. A parametric rule for planning and management of multiple-reservoir systems. **Water Resources Research**, [S.l.], v. 33, n. 9, p. 2165-2177, sep. 1997.
- OLIVEIRA, A. M. **Modelo dinâmico implicitamente estocástico para otimizar a operação do sistema elétrico integrado da república do Panamá**. 1985. 83 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.
- OLIVEIRA, J. A. **Otimização da operação de um sistema de reservatórios para irrigação e abastecimento urbano**. 1995. 113 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.
- OLIVEIRA, J. A.; LANNA, A. E. L. Otimização de um sistema de múltiplos reservatórios atendendo a múltiplos usos no nordeste brasileiro. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**. Porto Alegre, v. 2, n. 2, p. 123-141, jul./dez. 1997.
- OLIVEIRA, R.; LOUCKS, D. P. Operating rules for multireservoir systems. **Water Resources Research**, [S.l.], v. 33, n. 4, p. 839-852, apr. 1997.

- ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano Anual de Prevenção de Cheias – Ciclo 2003/2004. Rio de Janeiro, nov. 2003, 134 p.
- ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano Anual de Prevenção de Cheias – Ciclo 2000/2001. Rio de Janeiro, jan. 2001, 110 p.
- PHILBRICK JR.; C. R., KITANIDIS, P. K. Limitations of deterministic optimization applied to reservoir operations. **Journal of Water Resources Planning and Management**, [S.l.], v. 125, n. 3, p. 135-142, may/june 1999.
- PONNAMBALAM, K.; ADAMS, B. J. Stochastic optimization of multireservoir systems using a heuristic algorithms: Case study from India. **Water Resources Research**, [S.l.], v. 32, n. 3, p. 733-741, mar. 1996.
- REIS, L. F. R. **Caracterização estocástica da operação ótima de sistemas hidrelétricos via programação dinâmica**. 1990. 169 p. Tese (Doutorado em Hidráulica e Saneamento) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos.
- REIS, L. F. R.; AKUTSU, J. Estratégias operacionais para sistemas de reservatórios via algoritmos genéticos (Ags). **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**. Porto Alegre, v. 7, n. 3, p. 5-17, jul./set. 2002.
- ROS, D. A.; DE BARROS, M. Otimização da operação de sistemas hidro-energéticos: impactos de diferentes objetivos. **SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS**, 15, 2003, Curitiba. 1 CD.
- SANTOS, A. H. M.; TORRES, G. L.; GARCIA, M. A. R. A. Using genetic algorithms for definition of rule-curve of hydroelectric plants reservoirs, aiming a strength and plain operation. In: **SIMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING**, 9, 2004, Rio de Janeiro, RJ. 2004.
- SILVA, B. C. **Previsão hidroclimática de vazão para a bacia do rio São Francisco**. 2005. 227 p. Tese (Doutorado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.
- SILVEIRA, C. A. C. **Previsão de volumes de espera em tempo-real para usina hidrelétrica de Sobradinho**. 1996. 129 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.

- SIMONOVIC, S. P. Reservoir systems analysis: closing gap between theory and practice. **Journal of Water Resources Planning and Management**, [S.l.], v. 118, n. 3, p. 262-280, may/june 1992.
- SOROOSHIAN, S.; DUAN, Q.; GUPTA, V. Calibration of rainfall – runoff models: Application of global optimization to the Sacramento soil moisture accounting model. **Water Resources Research**. [S.l.], v. 29, n. 4, p. 1185-1194, apr. 1993.
- SOROOSHIAN, S.; GUPTA, V. K. Model calibration. In: SINGH, V. J. (editor) **Computer models of watershed hydrology**. [S.l.]. Water Resources Publications, Highlands Ranch, 1995. chapter 2.
- TAVARES, L. V.; KELMAN, J. A method to optimize the flood retention capacity for a multi-purpose reservoir in terms of the accepted risk. **Journal of Hydrology**. Amsterdam, v. 81, n. 81, p. 127-135, 1985.
- TEISBERG, T. J.; WEIHER, R. F.; KHOTANZAD, A. The economic value of temperature forecasts in electricity generation. **Bulletin of American Meteorological Society**, [S.l.], v. 86, n. 12, p. 1765-1771, dec. 2005.
- THYER, M.; KUCZERA, G.; BATES, B. C. Probabilistic optimization for conceptual rainfall – runoff models: A comparison of the shuffled complex evolution and simulated annealing algorithms. **Water Resources Research**. [S. l.], v. 35, n. 3, p. 767-773, mar. 1999.
- TU, M.; HSU, N.; YEH, W. Optimization of reservoir management and operation with hedging rules. **Journal of Water Resources Planning and Management**, [S.l.], v. 129, n. 2, p. 86-97, mar./apr. 2003.
- TUCCI, C. E. M.; CLARKE, R. T.; COLLISCHONN, W.; SILVA, B. C.; DIAS, P. L. S.; CARDOZO, A. O.; JUAREZ, R. N.; MARENGO, J. A.; TOMASELLA, J.; SAMPAIO, G.; CHAN, C. S. Previsões de vazões na bacia do rio São Francisco com base na previsão climática. Projeto financiado por ANEEL/OMM. [S.l.], 2004, 367 p.
- TUCCI, C. E. M.; CLARKE, R. T.; DIAS, P. L. S.; COLLISCHONN, W. Previsão de médio prazo da afluência de reservatórios com base na previsão climática. Projeto BRA/00/029. Relatório final, abr. 2002.
- TUCCI, C.E.M.; CLARKE, R.T.; COLLISCHONN W.; DIAS, P.L.S.; SAMPAIO, G.O. Long term flow forecast based on climate and hydrological modeling: Uruguay river basin. **Water Resources Research**. [S.l.], v. 39, n. 7, p. 1-11. july 2003.

- TUNG, C-P.; HSU, S-Y.; LIU, C-M.; LI, J-S. Applications of the genetic algorithm for optimizing operation rules of the LiYuTan reservoir in Taiwan. **Journal of the American Water Resources Association**. [S.l.], v 39, n 3, p. 649-657, 2003.
- WARDLAW, R.; SHARIF, M. Evaluation of genetic algorithms for optimal reservoir system operation. **Journal of Water Resources Planning and Management**, [S.l.], v. 125, n. 1, p. 25-33, jan./feb. 2003.
- WCD, WORLD COMMISSIONS ON DAMS. Dams and development. A new framework for decision-making. London, nov. 2000, 404 p. Disponível em: <<http://www.dams.org/report/contents.htm>>. Acesso em: 29 mar. 2005.
- WURBS, R. A. **Modeling and analysis of reservoir system operations**. Prentice-Hall PTR, Upper Saddle River, New Jersey, 1996, 356 p.
- YAO, H.; GEORGAKAKOS, A. Assessment of Folsom Lake response to historical and potential future climate scenarios 2. Reservoir management. **Journal of Hydrology**. [S.l.], v. 249, p. 176-196, aug. 2001.
- YEH, W. W-G.; BECKER, L.; ZETTLEMOYER, R. Worth of inflow forecast for reservoir operation. **Journal of the Water Resources Planning and Management Division**. [S.l.], v. 108, n. WR3, p. 257-259, oct. 1982.

# ANEXOS

## Anexo 1: Critério de parada do algoritmo SCE-UA

Nesta pesquisa foi utilizada a versão em FORTRAN do algoritmo SCE-UA adaptada e testada por Collischonn e Tucci (2001a). Essa versão do algoritmo SCE-UA tinha como único critério de parada, o número de iterações fornecido pelo usuário. Assim, se apresentavam corridas de otimização em que o algoritmo convergia muitas iterações antes das especificadas pelo usuário ou, no caso contrário, ele não convergia no número de iterações especificado perdendo-se a corrida de otimização. Para evitar que continuem acontecendo esses inconvenientes foi desenvolvido e avaliado o critério de parada descrito a seguir:

- 1) Em cada iteração, identifica o mínimo valor da função-objetivo (MINI) considerando os  $s$  indivíduos da população nessa iteração;
- 2) calcula a diferença entre MINI e os valores da função-objetivo de cada indivíduo da população nessa iteração, alocando os resultados no vetor DELFO( $s$ );
- 3) identifica o valor máximo em DELFO( $s$ ), chamado de DELMAX;
- 4) compara DELMAX com o delta limite da função-objetivo (FOLIM) estabelecido pelo usuário;
- 5) se DELMAX é maior que FOLIM, sai do critério de parada e continua evoluindo mais uma iteração;
- 6) no caso contrário, verifica a convergência dos parâmetros;
- 7) identifica os valores mínimos de cada um dos parâmetros considerando os  $s$  indivíduos da população nessa iteração e os aloca no vetor MINPAR( $n$ );
- 8) calcula a diferença entre MINPAR( $i$ ) e os valores dos parâmetros PAR( $i,j$ ), com  $j$  variando de 1 até  $s$ ,  $i$  variando de 1 até  $n$ . Os resultados os aloca no vetor DELPAR( $n,s$ );
- 9) identifica o valores máximos de cada parâmetro em DELPAR e os aloca no vetor CONVER( $n$ );



## Anexo 2: Verificação da aplicabilidade do algoritmo SCE-UA

Neste item são apresentadas as etapas da aplicação da técnica de parametrização, simulação e otimização. Posteriormente, é apresentada uma avaliação da eficiência e eficácia do algoritmo SCE-UA como a ferramenta de otimização no problema analisado.

A técnica de parametrização, simulação e otimização foi utilizada para definir as curvas-guia para controle de cheias utilizadas neste trabalho. Quando utilizada essa técnica, a curva-guia é representada por segmentos de retas, considerando as coordenadas (por exemplo, cota e tempo) dos pontos extremos desses segmentos como as variáveis de otimização. Eventualmente, uma curva-guia pode ser parametrizada considerando fixos os tempos dessas coordenadas. Nesse caso apenas as cotas são modificadas contribuindo na redução da dimensão do problema de otimização.

As etapas aqui apresentadas foram realizadas nos dois períodos em que foi dividida a série histórica de vazão afluente ao reservatório. A seguir, são apresentados os resultados correspondentes ao período P31-64 e ao caso da operação do reservatório sem previsão.

### Determinação de curva-guia "ótima"

Na etapa inicial foram pré-definidas 12 datas (apresentadas na Figura A2) e as cotas para cada um dos 12 pontos foram otimizadas, admitindo-se a busca no intervalo de cotas entre 559,00 m e 572,45 m, conforme a Tabela A1 e a Figura A2.

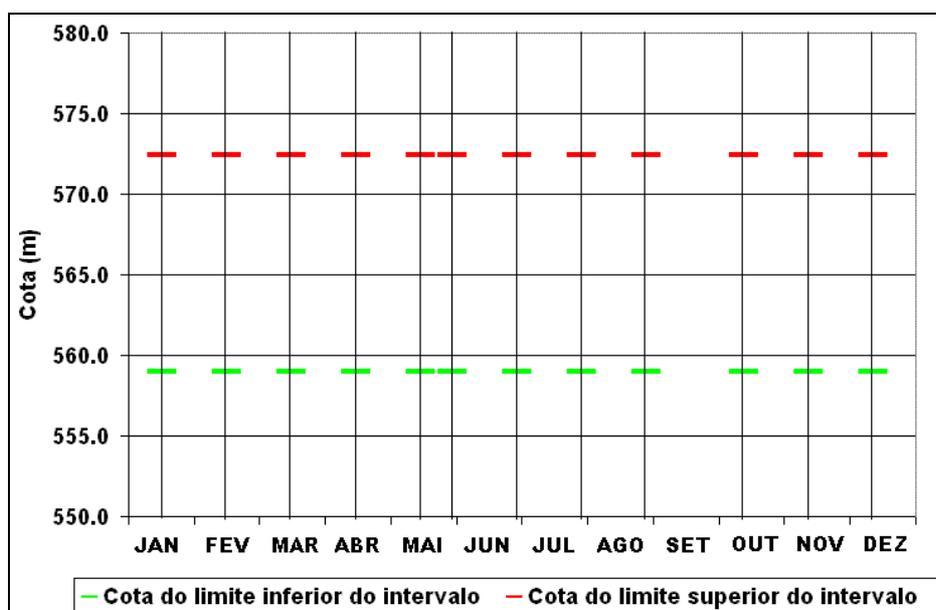
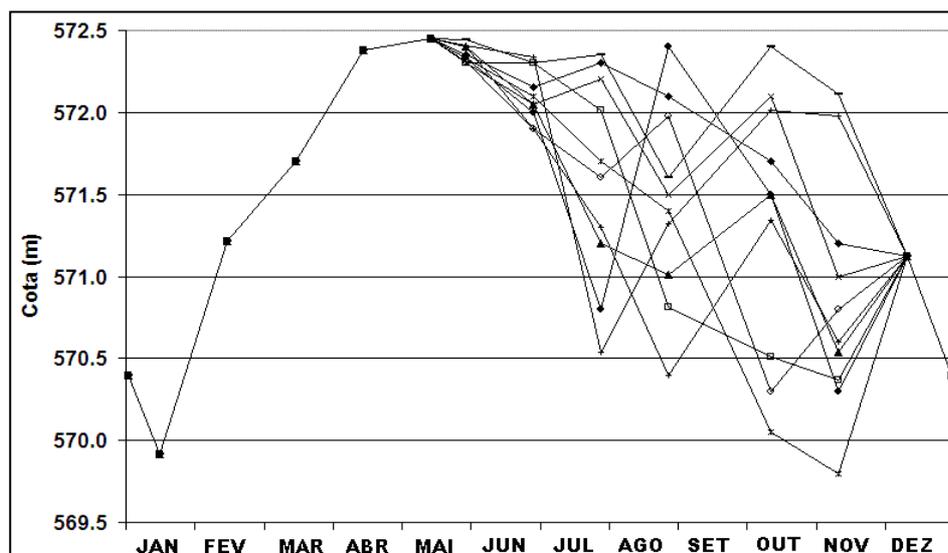


Figura A2: Esquema de datas e cotas para otimização dos parâmetros da curva-guia otimizada para a operação sem previsão com dados de vazão de 1931 a 1964, na forma de segmentos de reta. Etapa inicial.

Tabela A1: Valores das cotas correspondentes aos limites, inferior e superior, do intervalo de busca dos parâmetros a ser otimizados no período P31-64. Etapa inicial.

Data	Cota limite inferior (m)	Cota limite superior (m)
15/01	559,00	572,45
14/02	559,00	572,45
16/03	559,00	572,45
15/04	559,00	572,45
15/05	559,00	572,45
30/05	559,00	572,45
29/06	559,00	572,45
29/07	559,00	572,45
28/08	559,00	572,45
12/10	559,00	572,45
11/11	559,00	572,45
11/12	559,00	572,45

Foram iniciados vários processos de otimização observando-se em todos os casos que não era atingida a convergência do algoritmo. Uma análise desses resultados mostrou que embora existisse convergência no valor da função-objetivo, não sucedia o mesmo com os valores dos parâmetros. Assim, diferentes conjuntos de parâmetros geravam, praticamente, o mesmo valor da função-objetivo (Figura A3).



**Figura A3: Algumas soluções da população final num processo de otimização. Etapa inicial.**

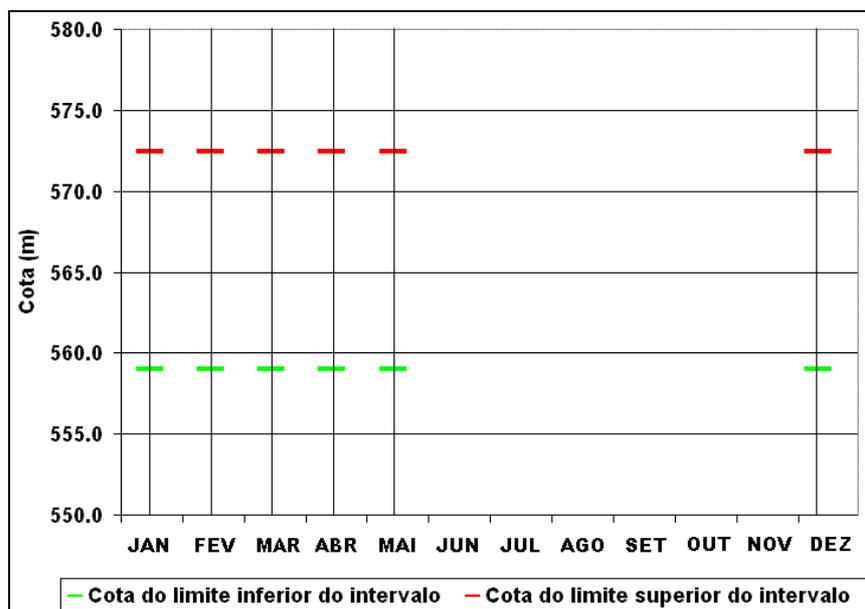
A Figura A3 apresenta dez soluções da população final de um processo de otimização. Observa-se que existe um grupo de parâmetros otimizados que convergiram. Por sua vez, os valores dos restantes parâmetros apresentam uma maior variabilidade entre as diferentes soluções, embora tenha sido alcançado o mesmo valor da função-objetivo.

Os parâmetros (cotas) que não convergiram correspondem às abscissas (tempo) que pertencem ao período mais seco do ano (período de estiagem). Nesse período, diferentes conjuntos de parâmetros podem apresentar o mesmo valor da função-objetivo dado que o reservatório se encontra com níveis decrescentes sem se apresentar cheias.

Assim, numa segunda etapa foram iniciados novos processos de otimização com o objetivo de obter uma curva-guia menos discretizada no período de estiagem. Nessa etapa foram pré-definidas seis datas (apresentadas na Figura A4) e as cotas para cada um dos seis pontos foram otimizadas, admitindo-se a busca no intervalo de cotas entre 559,00 m e 572,45 m, conforme a Tabela A2 e a Figura A4.

**Tabela A2: Valores das cotas correspondentes aos limites, inferior e superior, do intervalo de busca dos parâmetros a ser otimizados no período P31-64. Segunda etapa.**

Data	Cota limite inferior (m)	Cota limite superior (m)
15/01	559,00	572,45
14/02	559,00	572,45
16/03	559,00	572,45
15/04	559,00	572,45
15/05	559,00	572,45
11/12	559,00	572,45



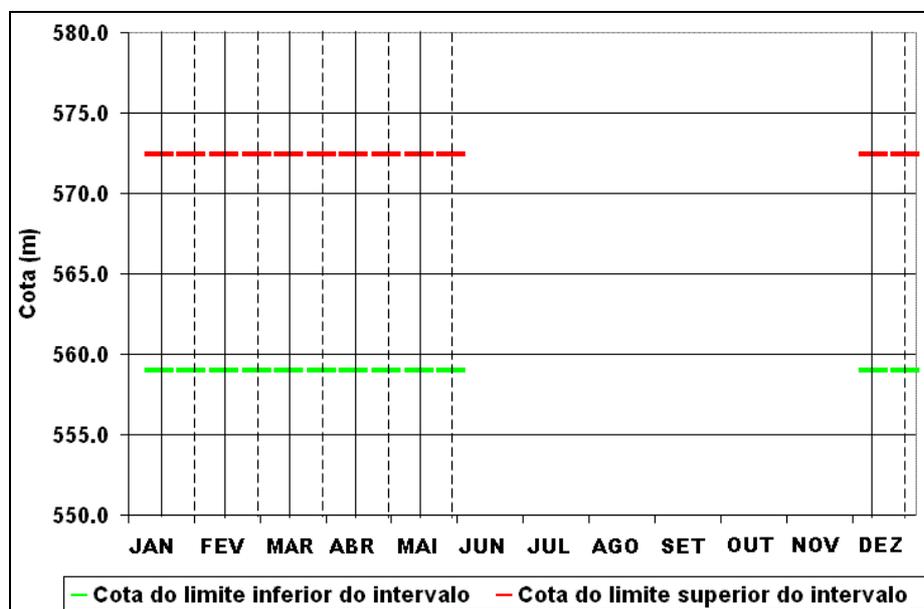
**Figura A4: Esquema de datas e cotas para otimização dos parâmetros da curva-guia otimizada para a operação sem previsão com dados de vazão de 1931 a 1964, na forma de segmentos de reta. Segunda etapa.**

Nessa segunda etapa existiu convergência do algoritmo SCE-UA tanto no valor da função-objetivo como no das variáveis de otimização. A utilização de uma curva-guia menos discretizada no período de estiagem causou uma perda no valor ótimo da função-objetivo totalmente desprezível (inferior ao 0,01%).

Finalmente, com o objetivo de verificar se a discretização previa era suficiente para obter uma boa descrição da curva-guia para controle de cheias foi feita uma verificação considerando uma curva-guia mais discretizada no período chuvoso. Nesse sentido foram pré-definidas seis novas datas (apresentadas na Figura A5 em linha de traço) que juntamente com as seis previamente definidas foram utilizadas num novo processo de otimização. As cotas para cada um dos 12 pontos foram otimizadas, admitindo-se a busca no intervalo de cotas entre 559,00 m e 572,45 m, conforme a Figura A5 e a Tabela A3.

A utilização de uma curva-guia mais discretizada no período chuvoso, com 12 pontos de quebre, gerou um valor ótimo da função-objetivo superior em apenas 0,098% ao previamente obtido com a discretização com seis pontos de quebre da etapa anterior. Assim, o aumento no valor ótimo da função-objetivo com uma curva-guia mais discretizada no período chuvoso pode

ser considerado relativamente baixo e, em consequência, se concluiu que com os seis pontos de quebre indicados na Figura A4 se conseguiria uma boa descrição da curva-guia para controle de cheias no período P31-64.



**Figura A5:** Esquema de datas e cotas para otimização dos parâmetros da curva-guia otimizada para a operação sem previsão com dados de vazão de 1931 a 1964, na forma de segmentos de reta. Etapa de verificação.

**Tabela A3:** Valores das cotas correspondentes aos limites, inferior e superior, do intervalo de busca dos parâmetros a ser otimizados no período P31-64. Etapa de verificação.

Data	Cota limite inferior (m)	Cota limite superior (m)
15/01	559,00	572,45
30/01	559,00	572,45
14/02	559,00	572,45
01/03	559,00	572,45
16/03	559,00	572,45
31/03	559,00	572,45
15/04	559,00	572,45
30/04	559,00	572,45
15/05	559,00	572,45
30/05	559,00	572,45
11/12	559,00	572,45
26/12	559,00	572,45

O mesmo procedimento foi repetido no período P64-01. Nesse caso se concluiu que com dez pontos de quebre, indicados na Figura A6 e na Tabela A4, se conseguiria uma boa descrição da curva-guia para controle de cheias no período P64-01.

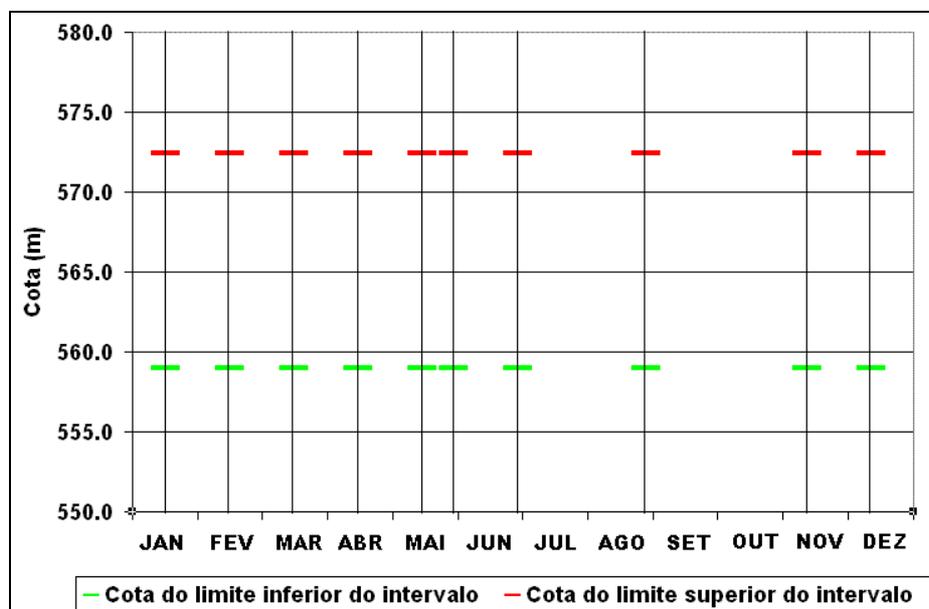


Figura A6: Esquema de datas e cotas para otimização dos parâmetros da curva-guia otimizada para a operação sem previsão com dados de vazão de 1964 a 2001, na forma de segmentos de reta. Segunda etapa.

Tabela A4: Valores das cotas correspondentes aos limites, inferior e superior, do intervalo de busca dos parâmetros a ser otimizados no período P64-01. Segunda etapa.

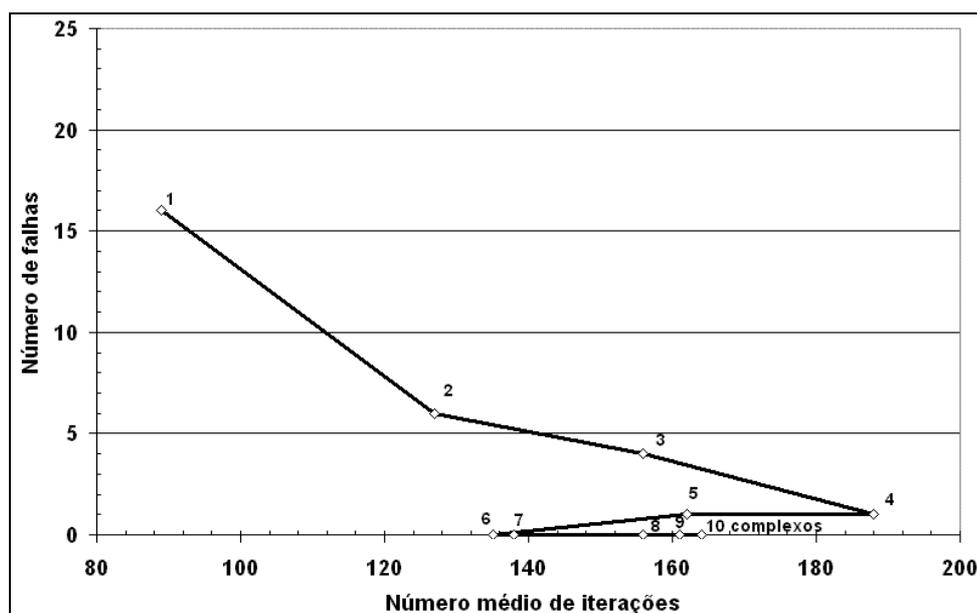
Data	Cota limite inferior (m)	Cota limite superior (m)
15/01	559,00	572,45
14/02	559,00	572,45
16/03	559,00	572,45
15/04	559,00	572,45
15/05	559,00	572,45
30/05	559,00	572,45
29/06	559,00	572,45
28/08	559,00	572,45
11/11	559,00	572,45
11/12	559,00	572,45

## Avaliação da eficiência e eficácia do algoritmo SCE-UA

Uma medida da eficiência de um algoritmo heurístico de otimização é o número de iterações necessárias para sua convergência. Quanto menor seja esse número, maior será sua eficiência. Por sua vez, uma forma de avaliar a eficácia de um algoritmo heurístico de otimização é através do número de “falhas” em encontrar o ótimo global em diferentes inícios do processo de otimização. Quanto maior esse número, menor sua eficácia.

Embora não exista garantia de que o valor ótimo encontrado por um algoritmo evolutivo de otimização, como o SCE-UA, seja o ótimo global, o fato de encontrar o mesmo valor ótimo da função-objetivo em diferentes processos de otimização com valores crescentes de indivíduos na população e diferentes soluções aleatórias iniciais, faz acreditar que o valor encontrado é realmente o ótimo global.

Com o objetivo de avaliar a eficiência e eficácia do algoritmo SCE-UA foram realizados 25 processos independentes de otimização utilizando diferentes números de complexos. As curvas apresentadas na Figura A7 à Figura A9 correspondem aos resultados obtidos na otimização das curvas-guia no período P31-64 (seis variáveis de decisão) e P64-01 (dez variáveis de decisão) e ao caso da operação do reservatório sem previsão. Os pontos em cada uma dessas curvas representam os resultados obtidos com número crescente de complexos (de um a dez). Cada complexo é composto por 20 (P31-64) e 25 (P64-01) indivíduos.



**Figura A7: Eficiência versus eficácia do algoritmo SCE-UA em função do número crescente de complexos de 20 indivíduos. Período P31-64.**

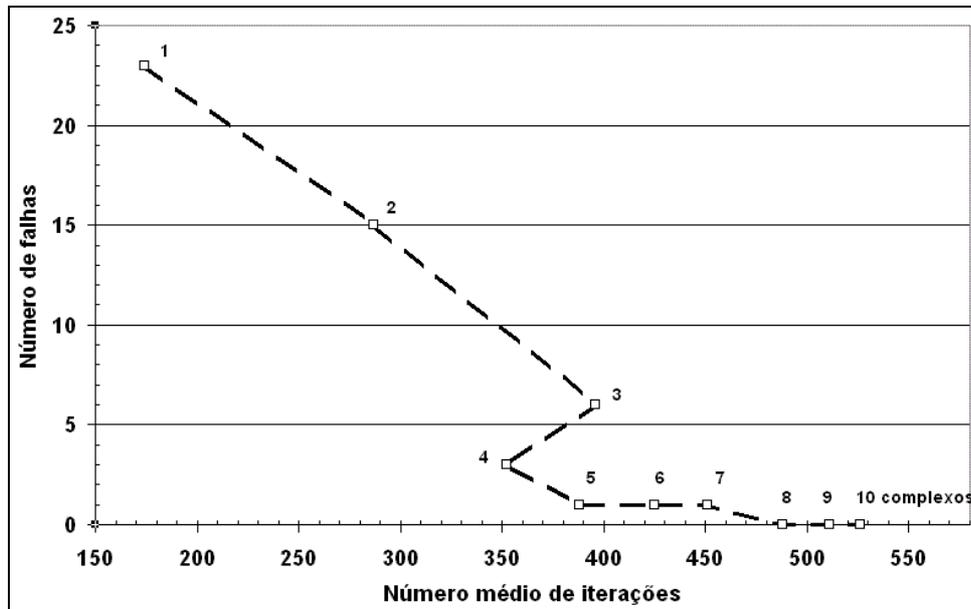


Figura A8: Eficiência versus eficácia do algoritmo SCE-UA em função do número crescente de complexos de 25 indivíduos. Período P64-01.

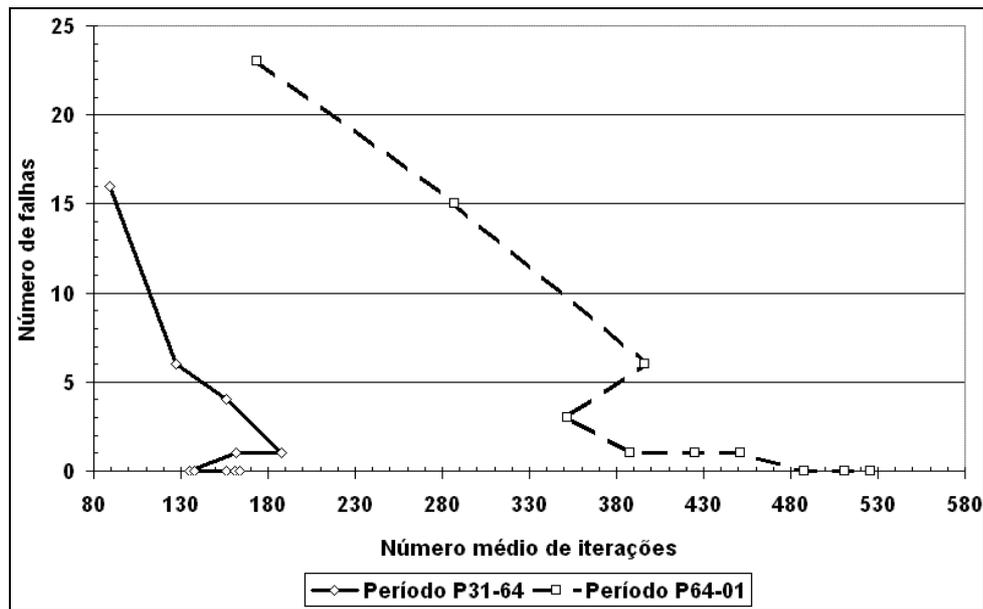


Figura A9: Eficiência versus eficácia do algoritmo SCE-UA em função do número crescente de complexos. Comparação entre os resultados do período P31-64 e P64-01.

Observa-se na Figura A9 que a eficiência do algoritmo SCE-UA foi inferior no período P64-01, como era esperado. Na otimização da curva-guia para controle de cheias no período P64-01 foram utilizadas dez variáveis de decisão para descrever a curva-guia. Ainda, foi necessário de um número maior de indivíduos por complexos para satisfazer os valores

recomendados pelos autores que desenvolveram o algoritmo SCE-UA. Dessa forma, o número médio de iterações necessárias para alcançar a convergência do algoritmo foi maior que no caso do período P31-64, onde existem apenas seis variáveis de decisão.

A eficácia do algoritmo SCE-UA também foi inferior no período P64-01, em comparação à do período P31-64. Porém, a diferença de eficácia diminuiu na medida em que foi utilizado um maior número de complexos. Já a partir de sete complexos a eficácia foi praticamente a mesma.

Apesar de existir diferenças nos valores de eficiência e eficácia do algoritmo SCE-UA em função do período analisado, os resultados obtidos mostram que a utilização de um número superior a sete complexos é suficiente para ter uma baixa probabilidade de falha em encontrar o ótimo global. Em quanto que utilizando um número superior a sete complexos, pelo menos 150 (P31-64) e 490 (P64-01) iterações são necessárias, na média, para atingir a convergência do algoritmo, o qual pode ser considerado relativamente baixo. Ambas as características confirmam a aplicabilidade do algoritmo SCE-UA neste problema de otimização.

Com base nesses resultados, em todos os processos de otimização realizados para definir as diferentes curvas-guia deste trabalho se utilizaram no período P31-64: oito complexos de 20 indivíduos (população de 160 indivíduos) e no período P64-01: dez complexos de 25 indivíduos (população de 250 indivíduos). Os restantes valores dos parâmetros do algoritmo SCE-UA utilizados foram:  $\alpha'=1$  e  $\beta= 2n+1$  ( $n$  é o número de variáveis de decisão).

### Anexo 3: Cotogramas das simulações de operação com base na previsão

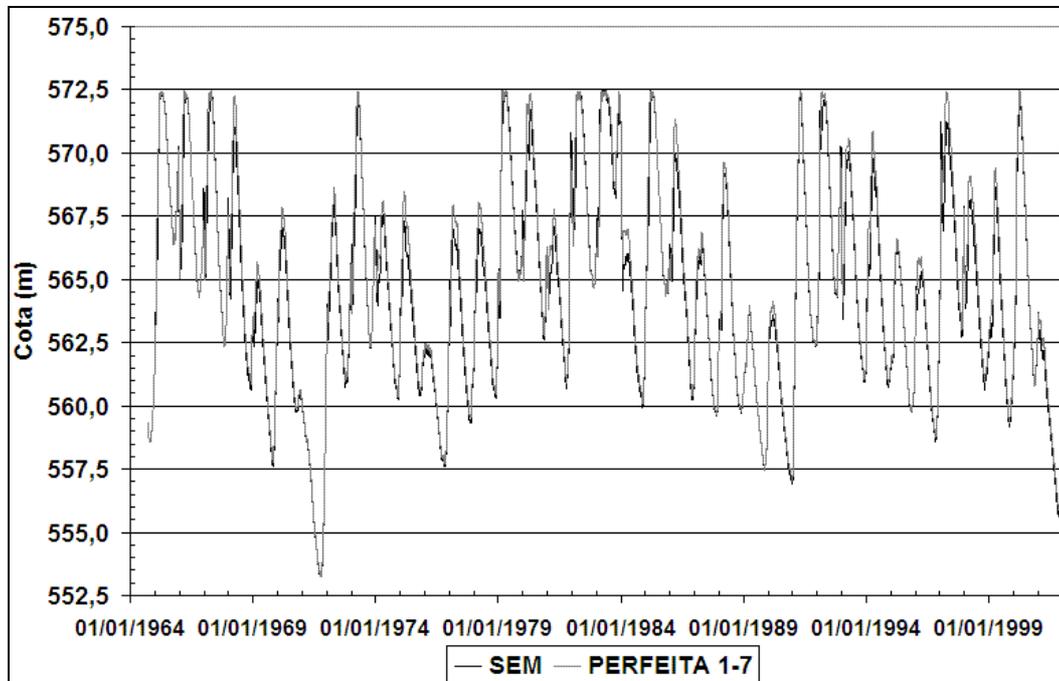


Figura A10: Cotogramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-7 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

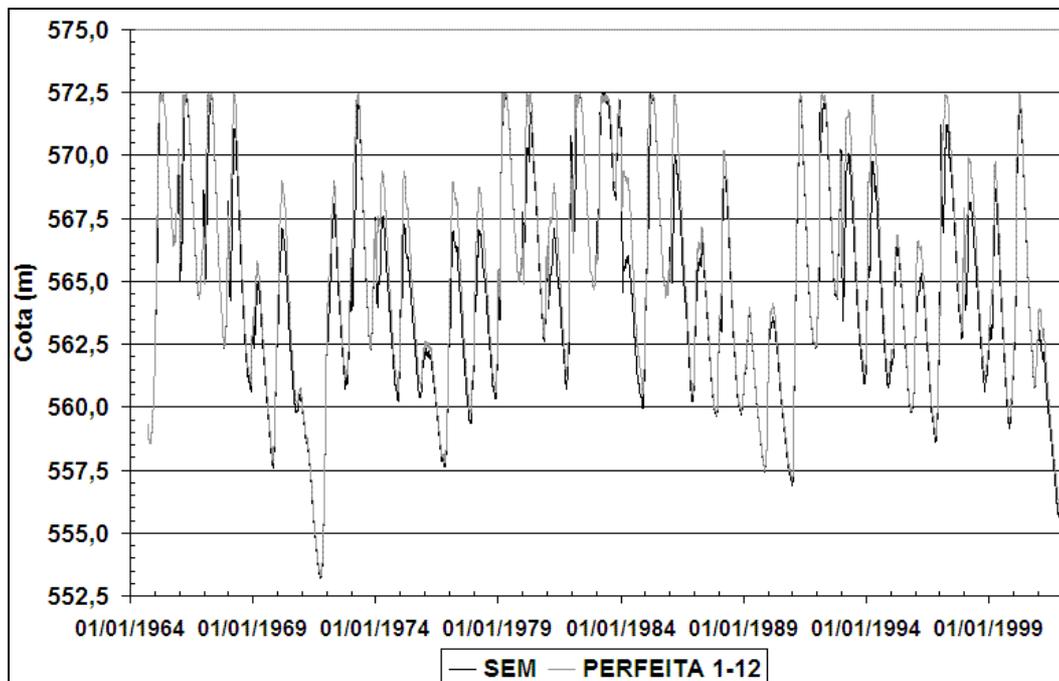


Figura A11: Cotogramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-12 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

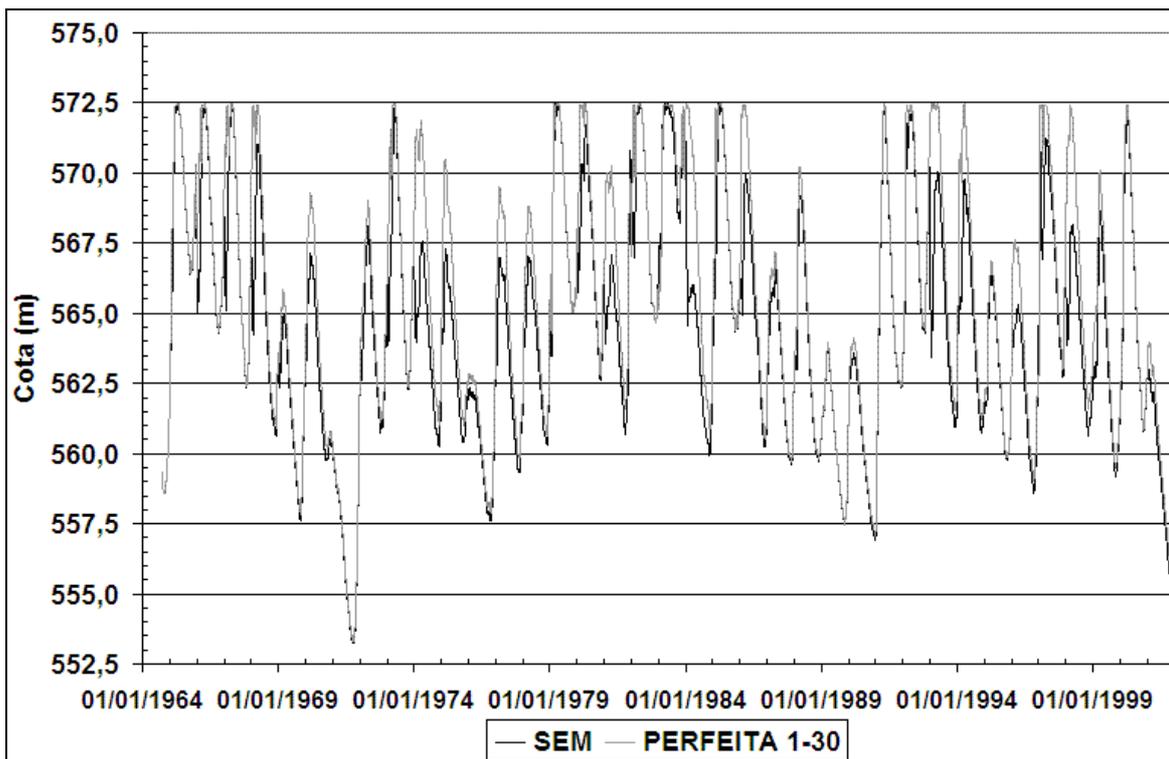


Figura A12: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-30 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

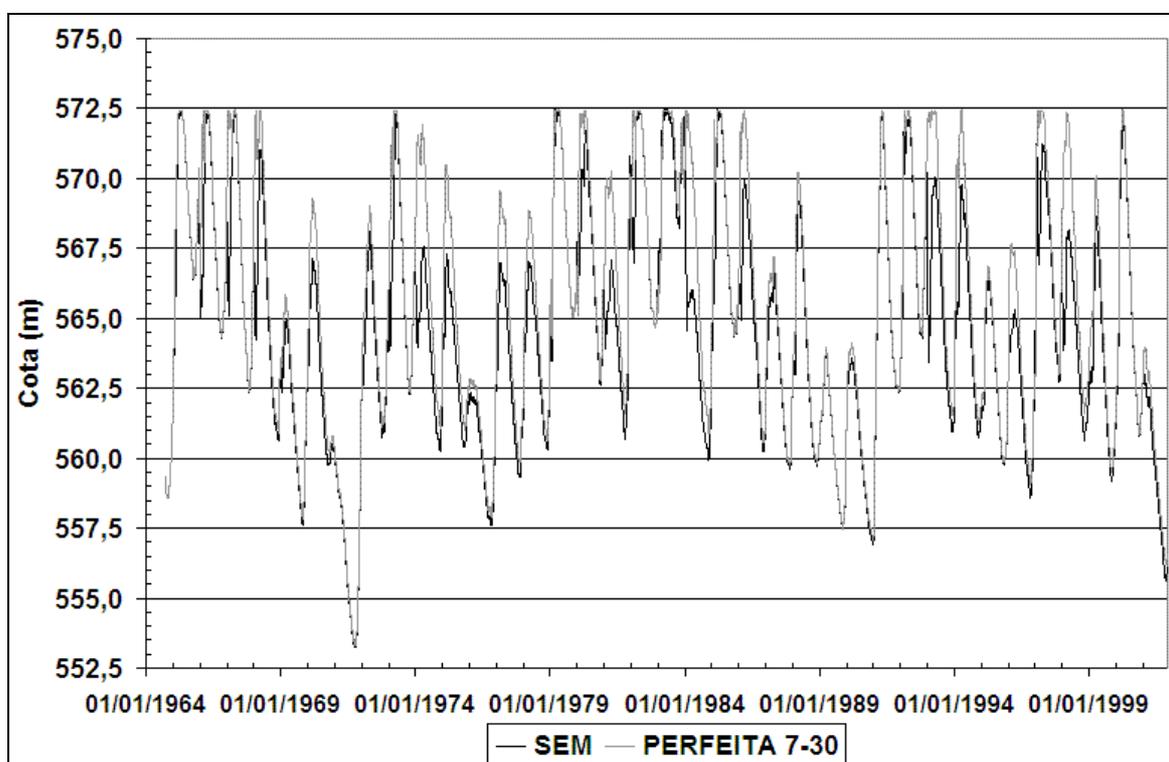


Figura A13: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-30 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

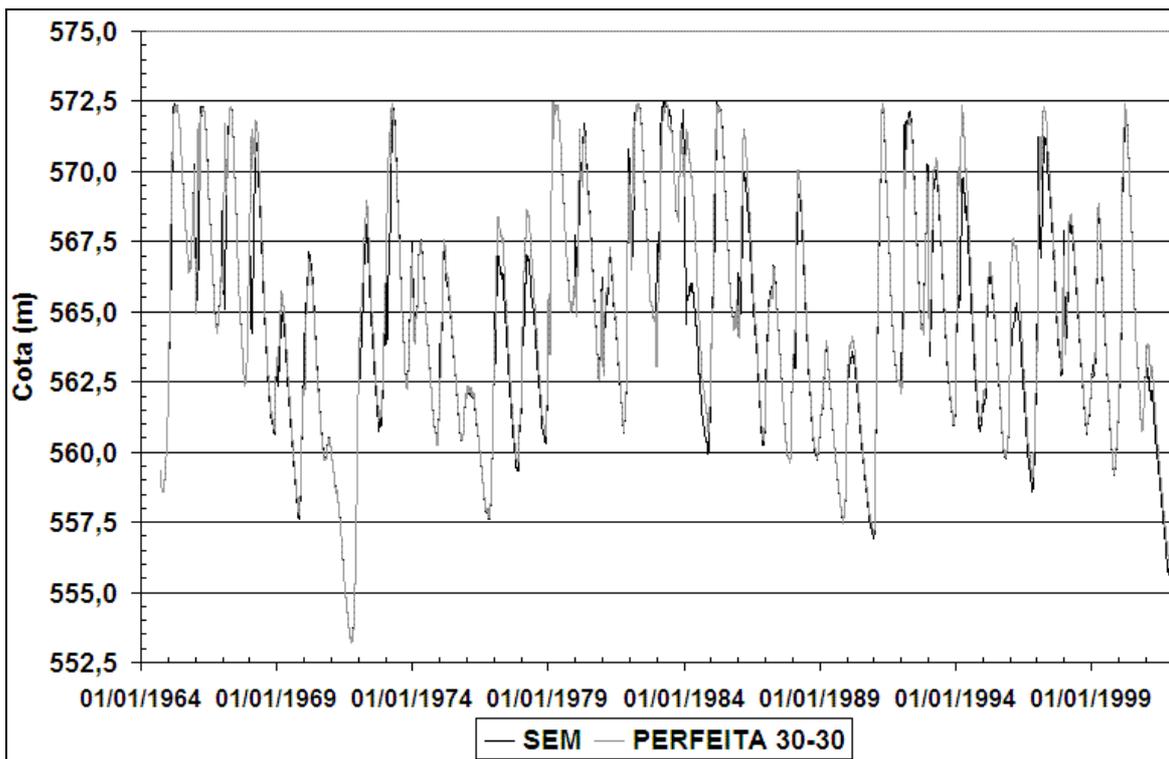


Figura A14: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 30-30 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

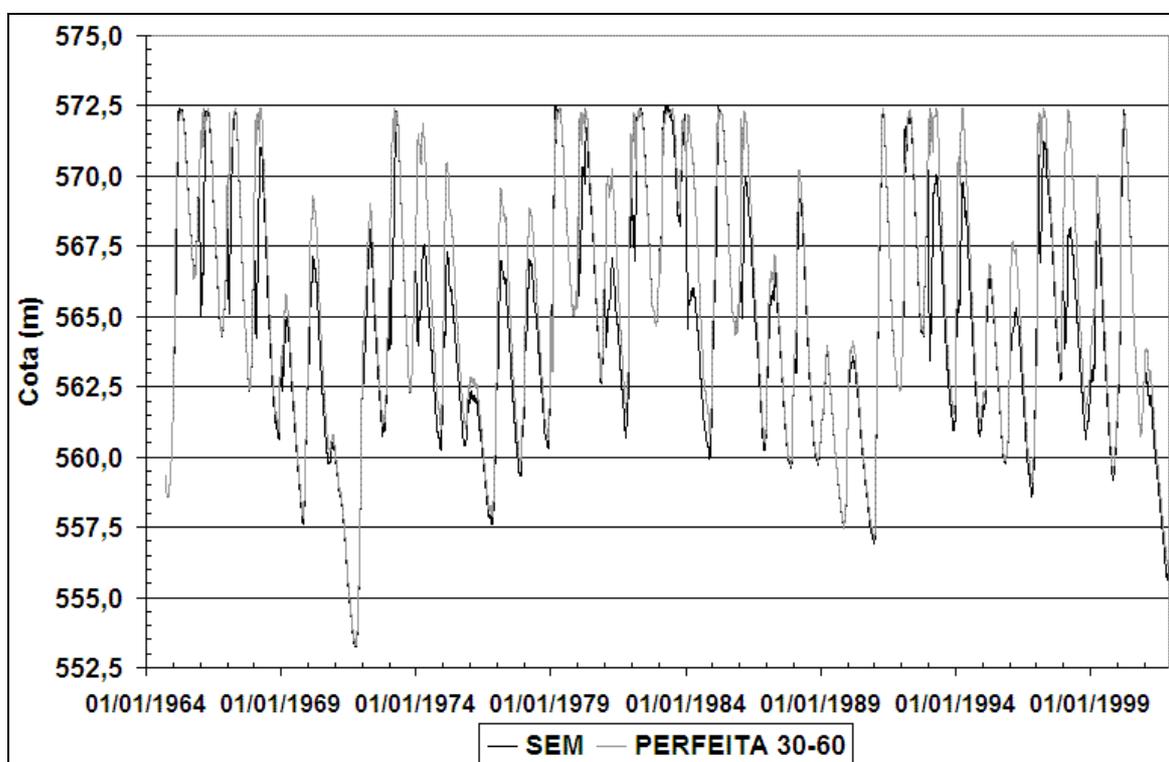


Figura A15: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 30-60 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

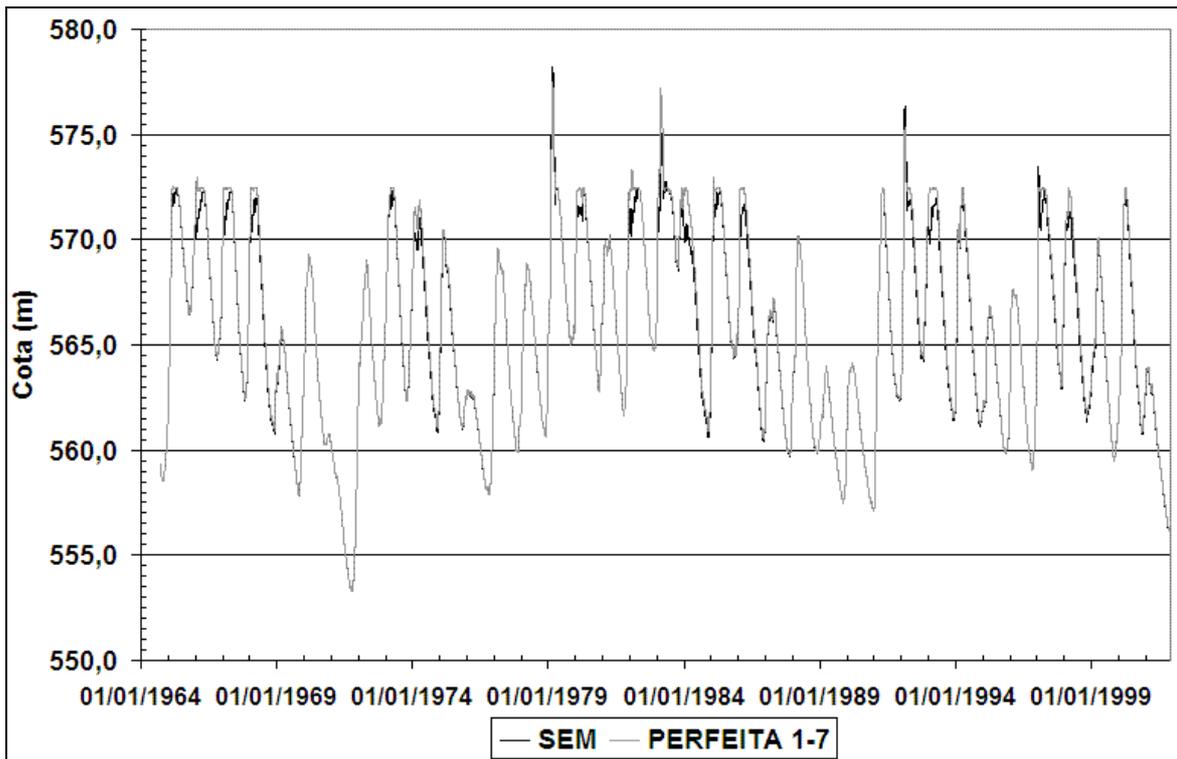


Figura A16: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-7 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).

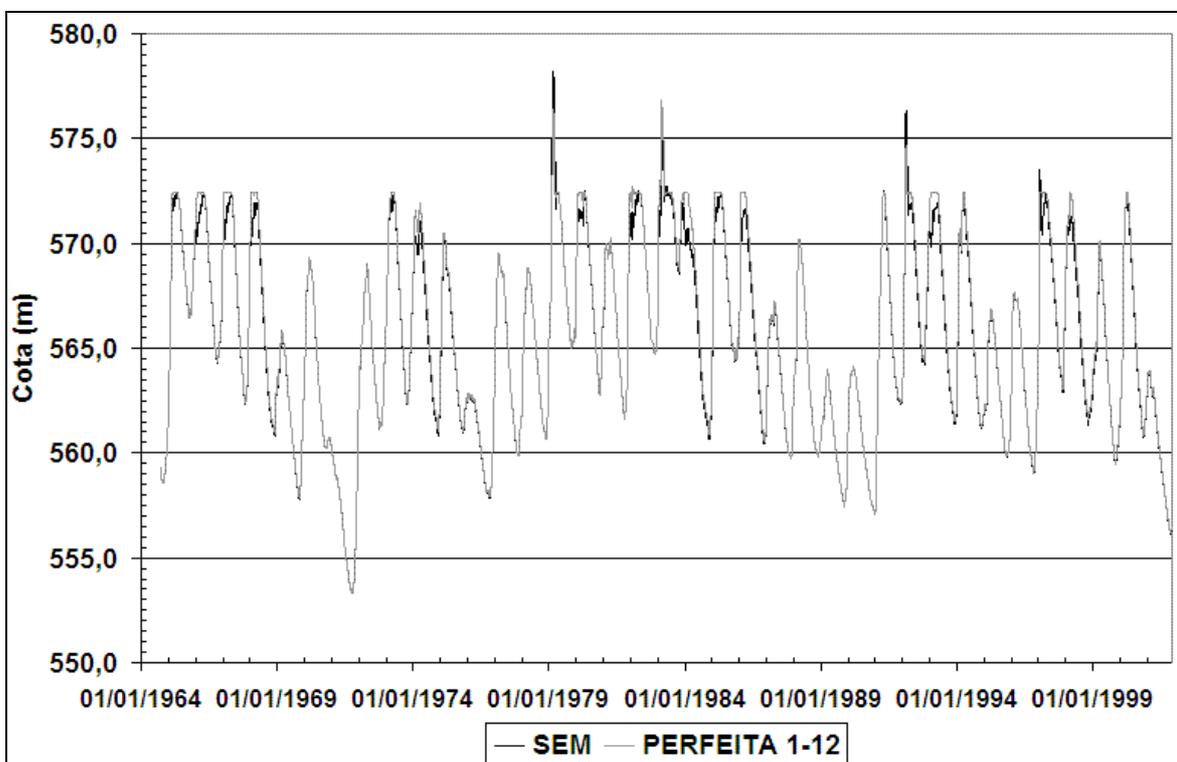


Figura A17: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-12 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).

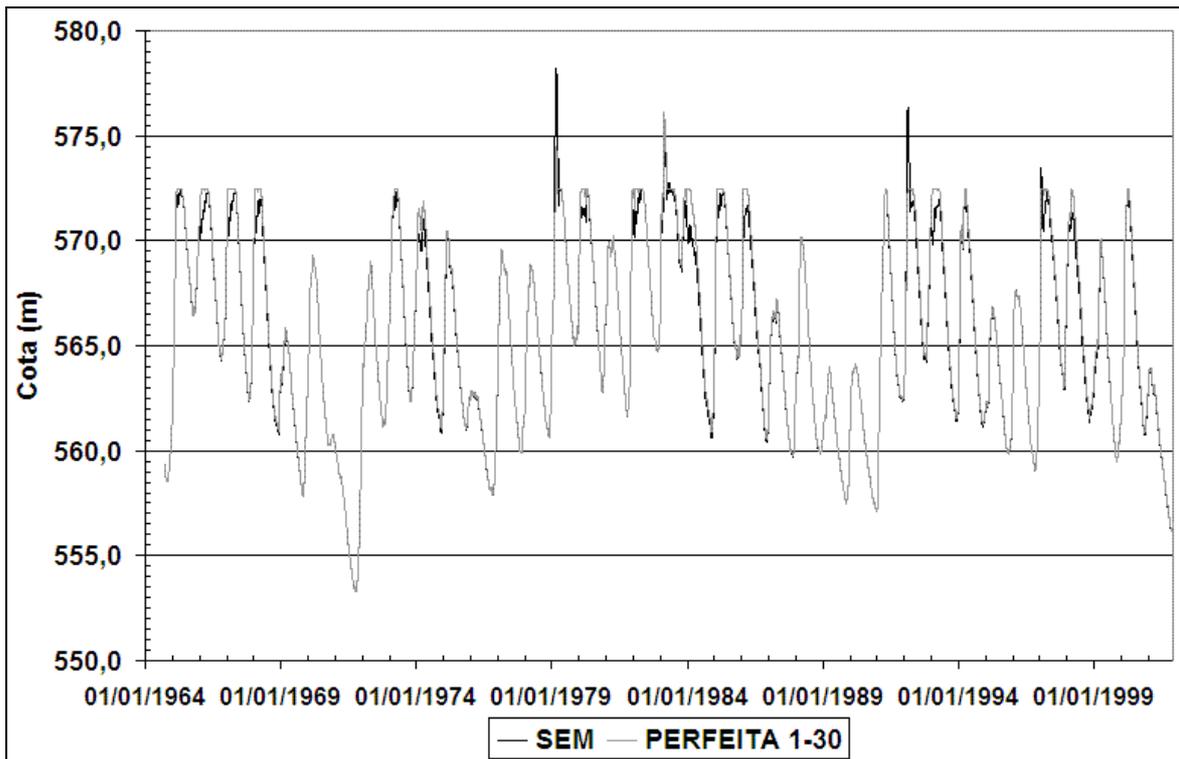


Figura A18: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-30 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).

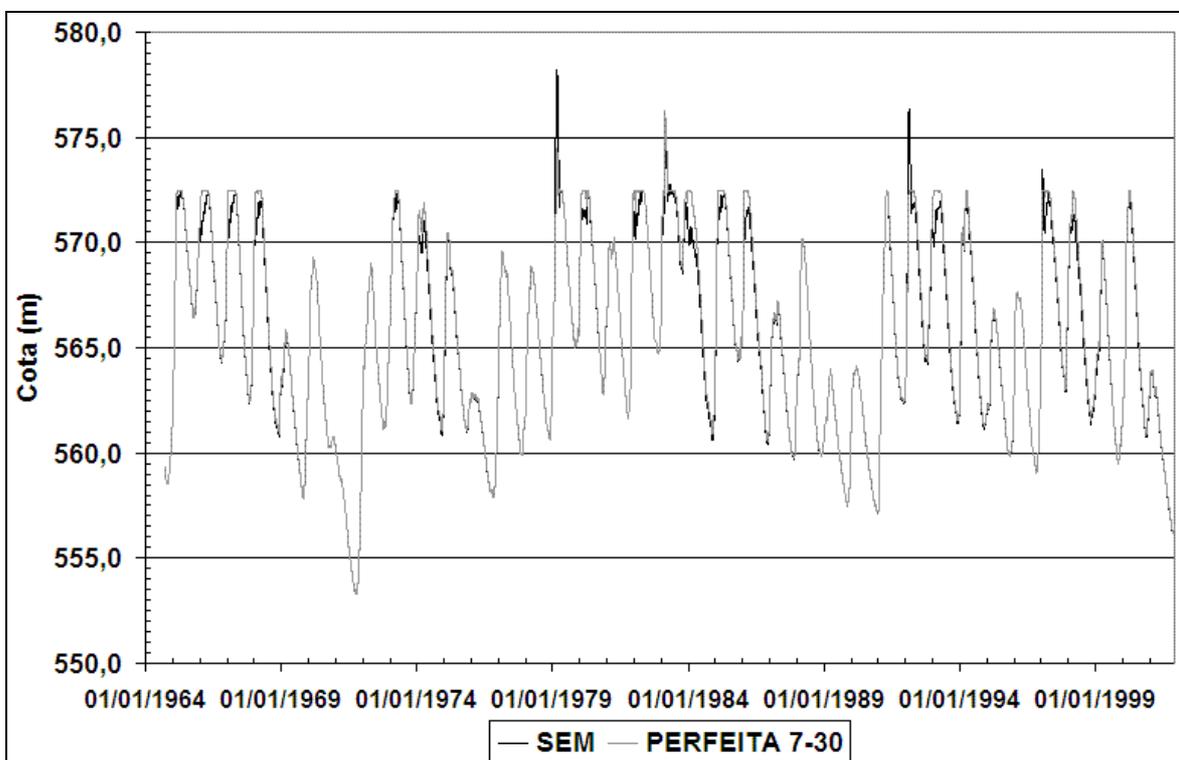


Figura A19: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-30 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).

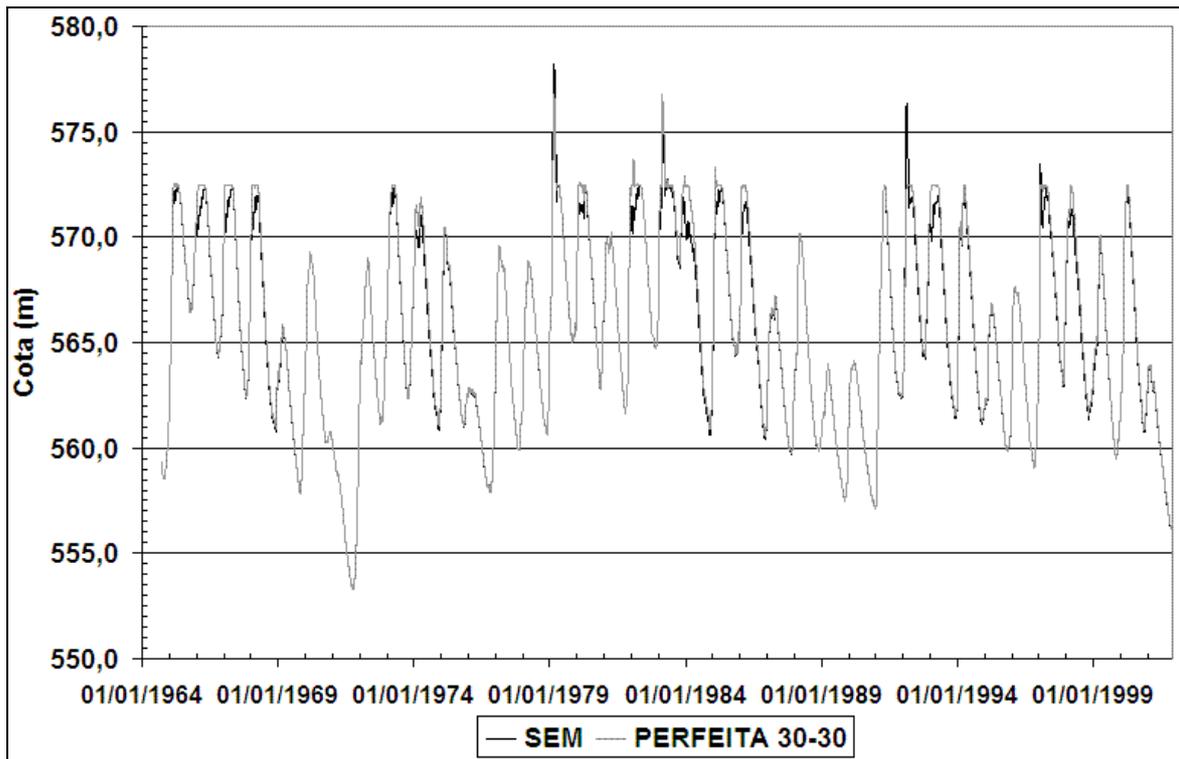


Figura A20: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 30-30 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).

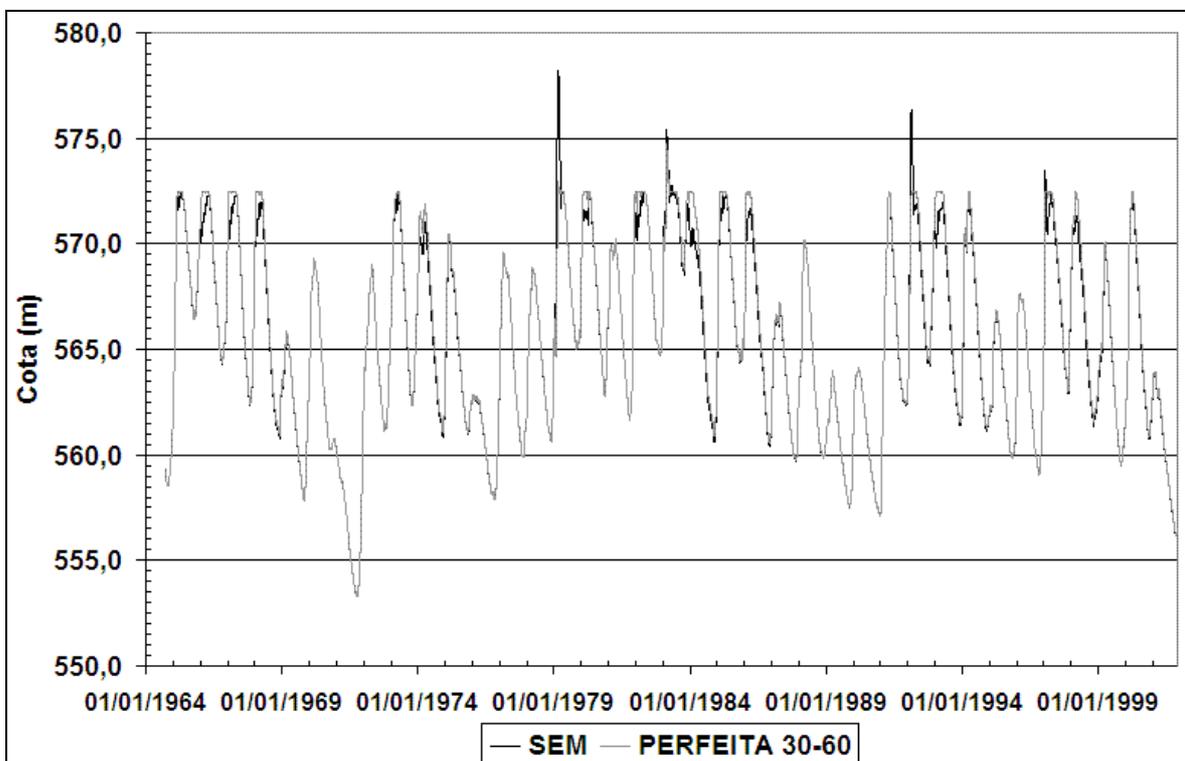


Figura A21: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 30-60 e sem previsão no período de 1964 a 2001 (curvas-guia otimizadas no período de 1931 a 1964).

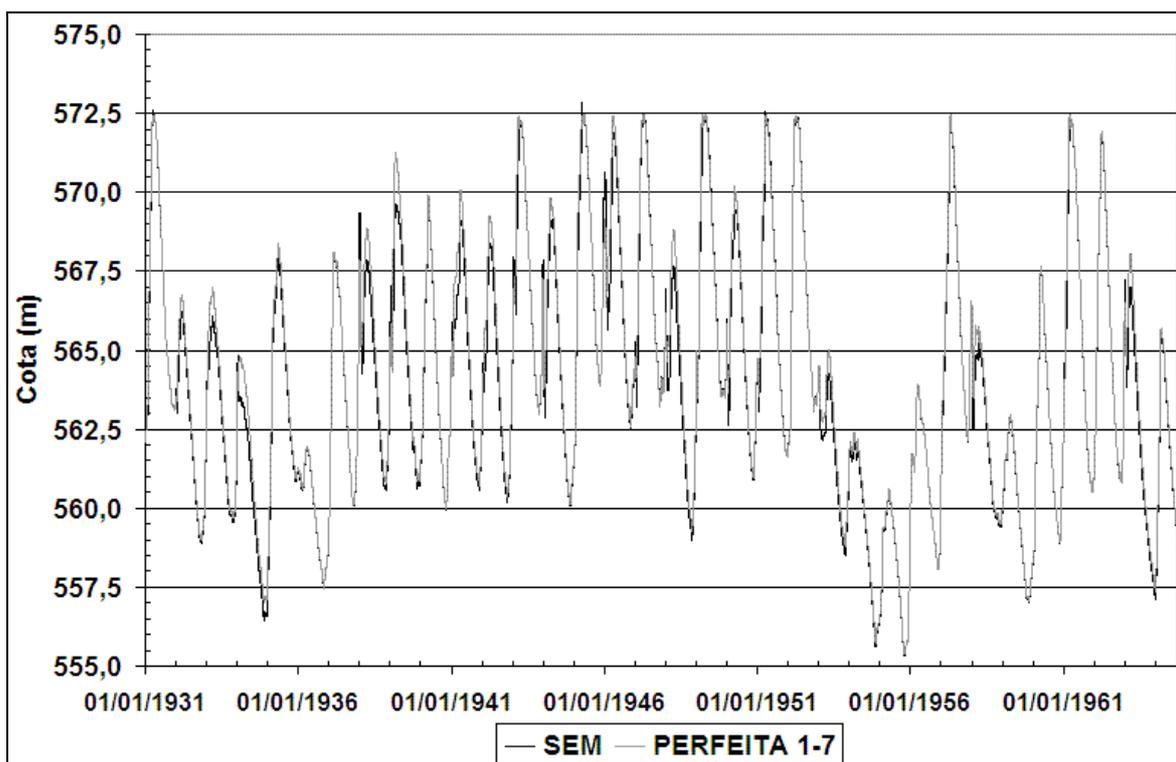


Figura A22: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-7 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).

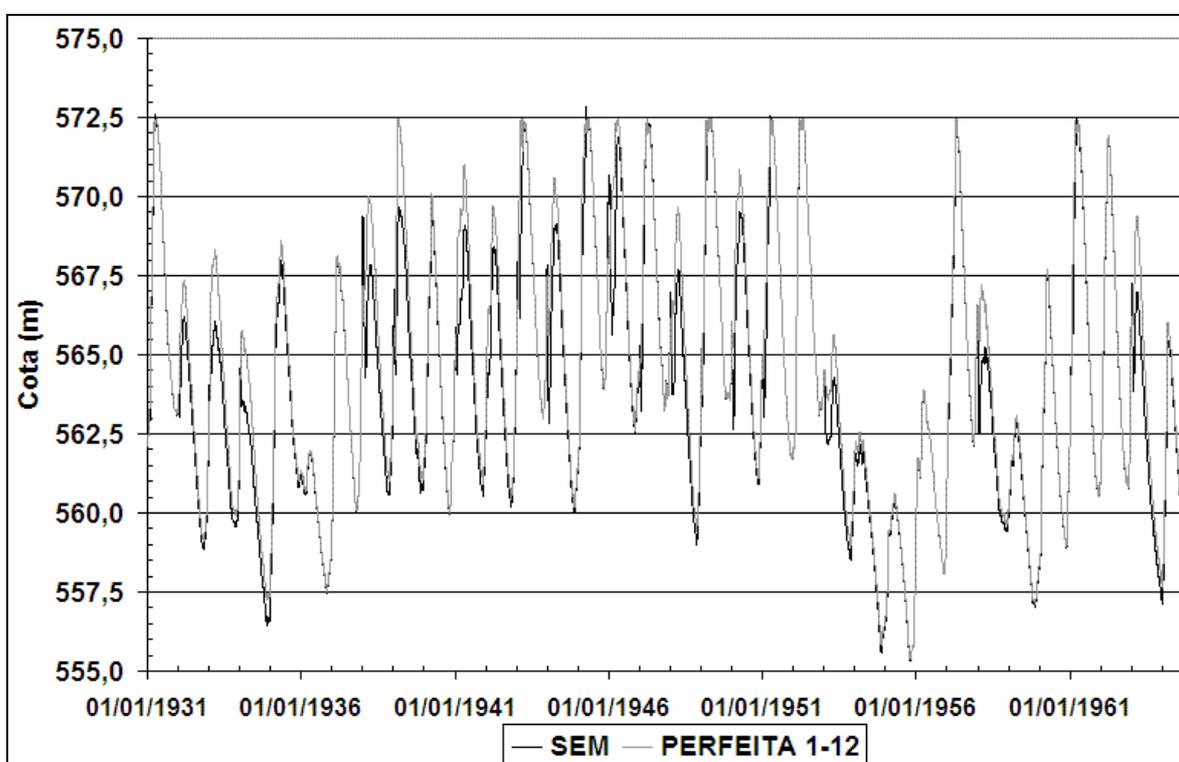


Figura A23: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-12 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).

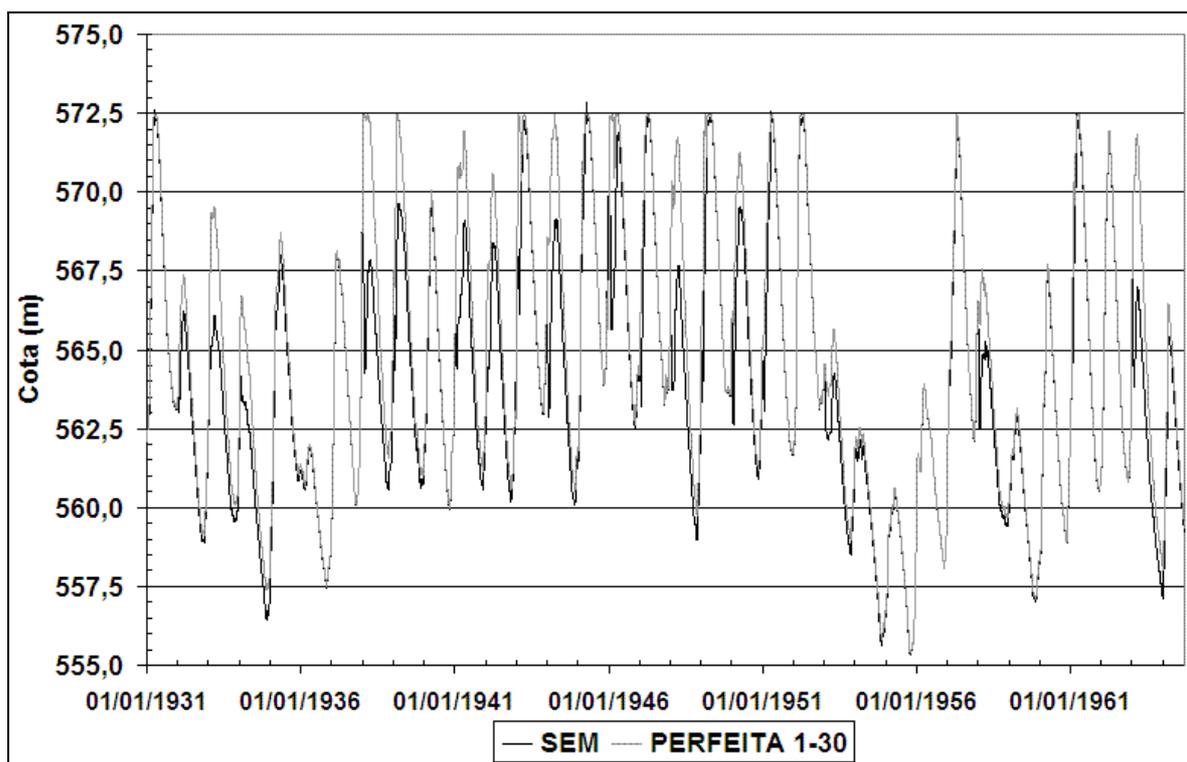


Figura A24: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-30 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).

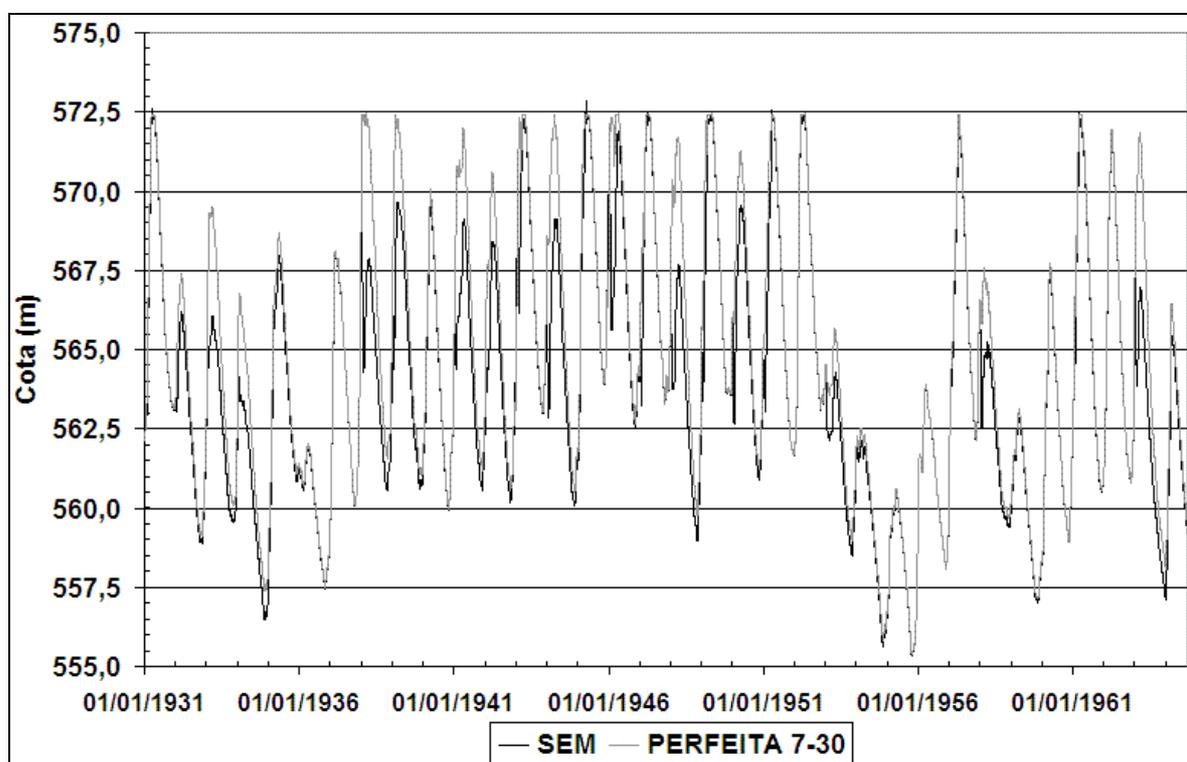


Figura A25: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-30 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).

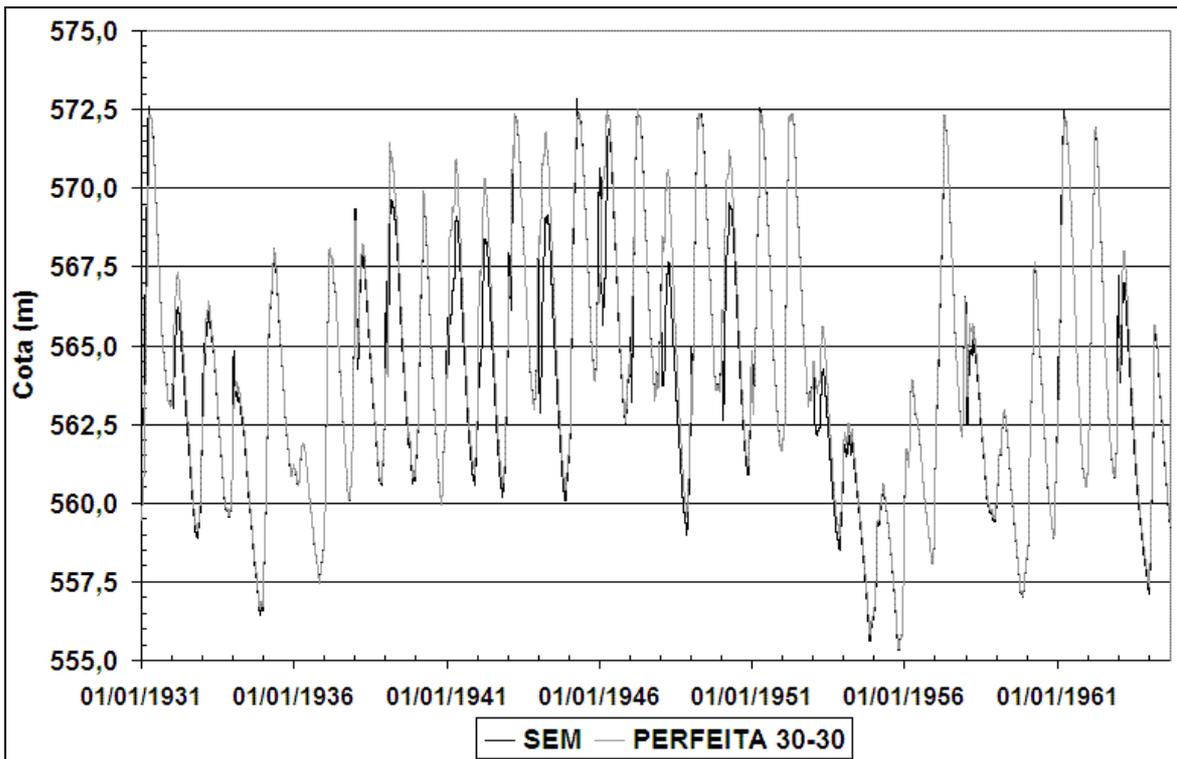


Figura A26: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 30-30 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).

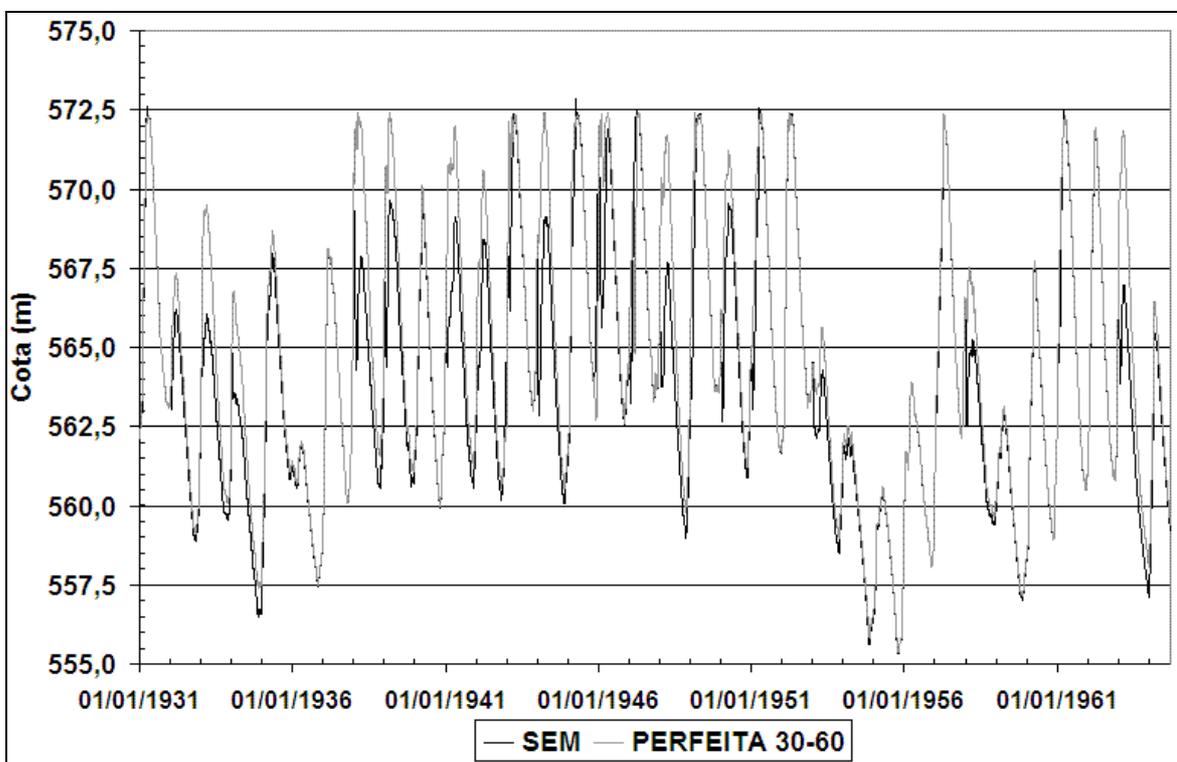


Figura A27: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 30-60 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas no período de 1964 a 2001).

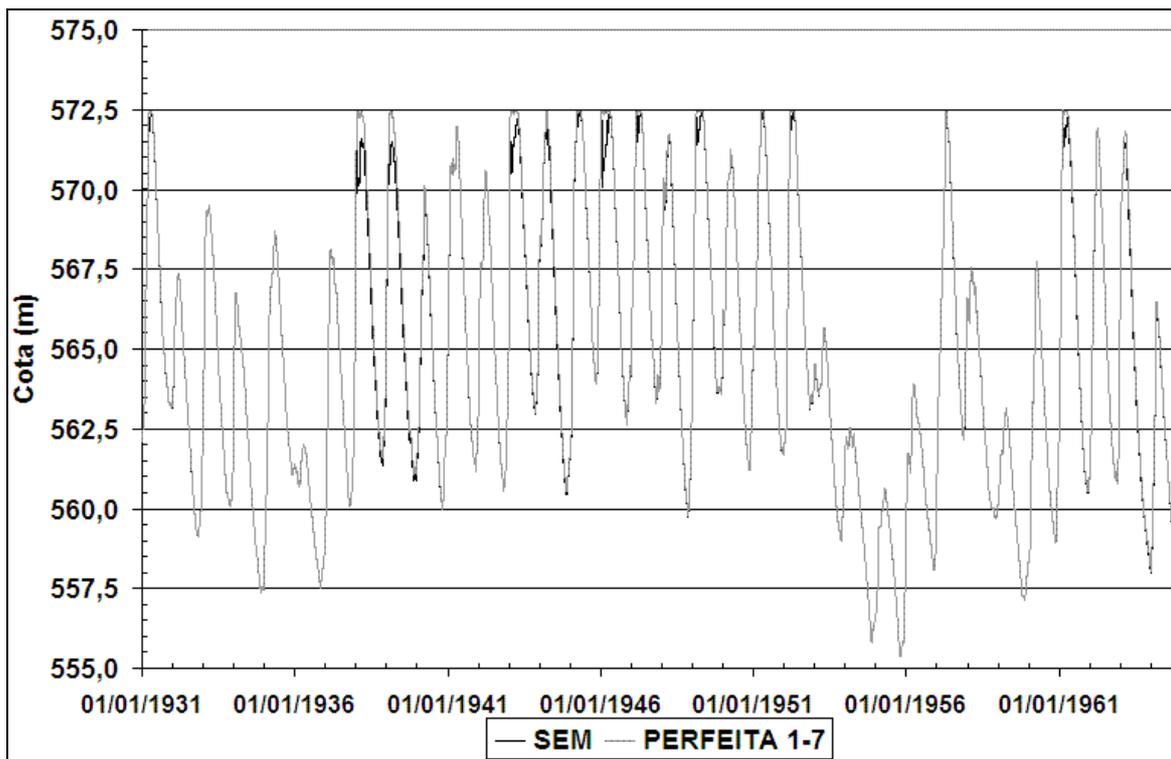


Figura A28: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-7 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

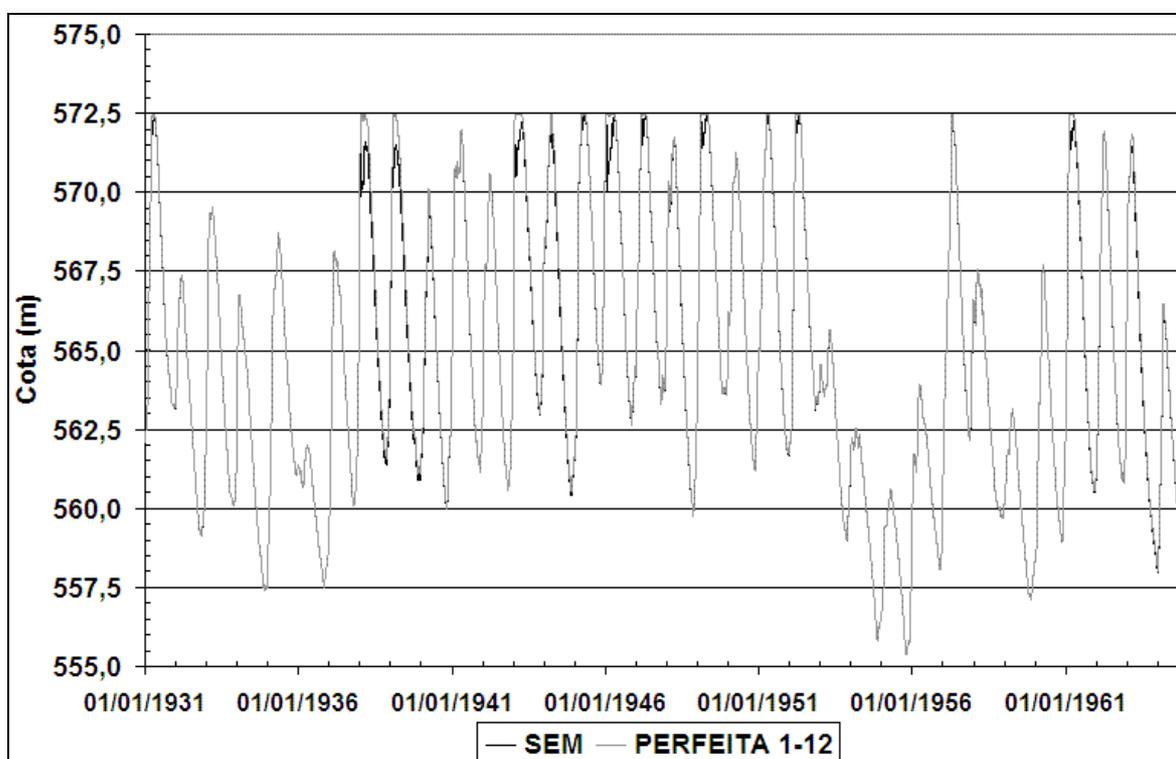


Figura A29: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-12 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

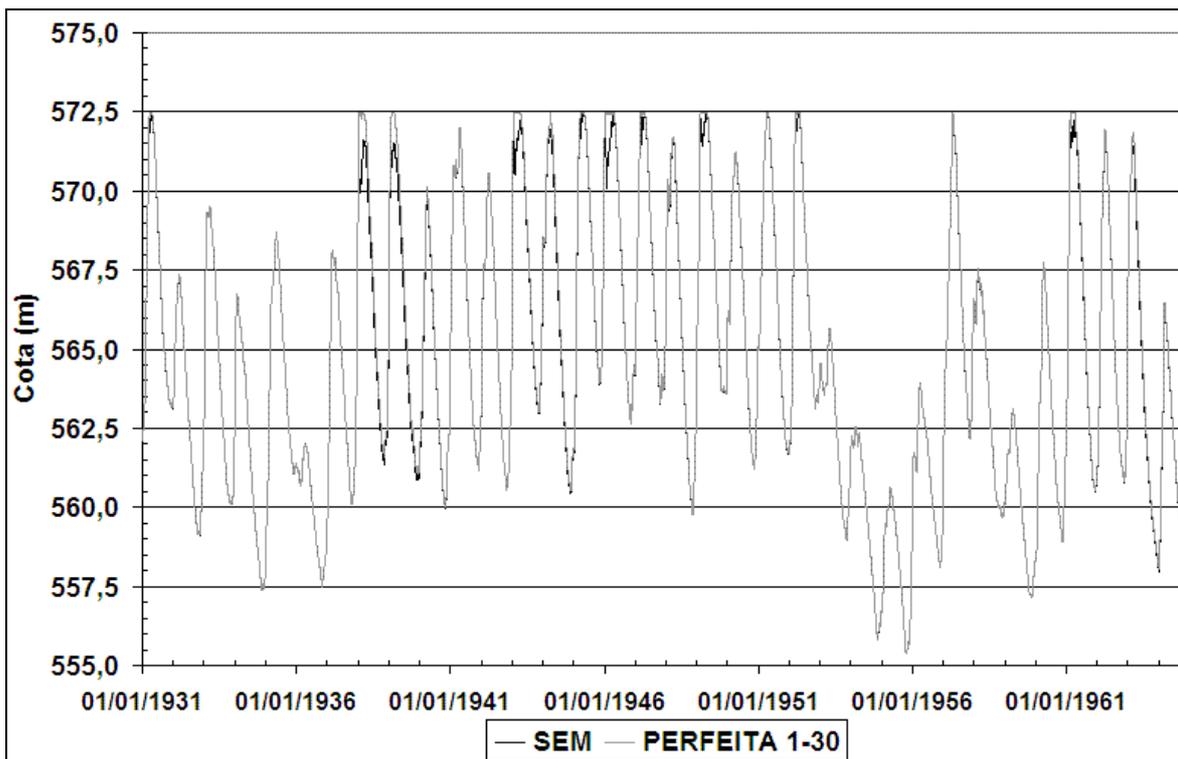


Figura A30: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 1-30 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

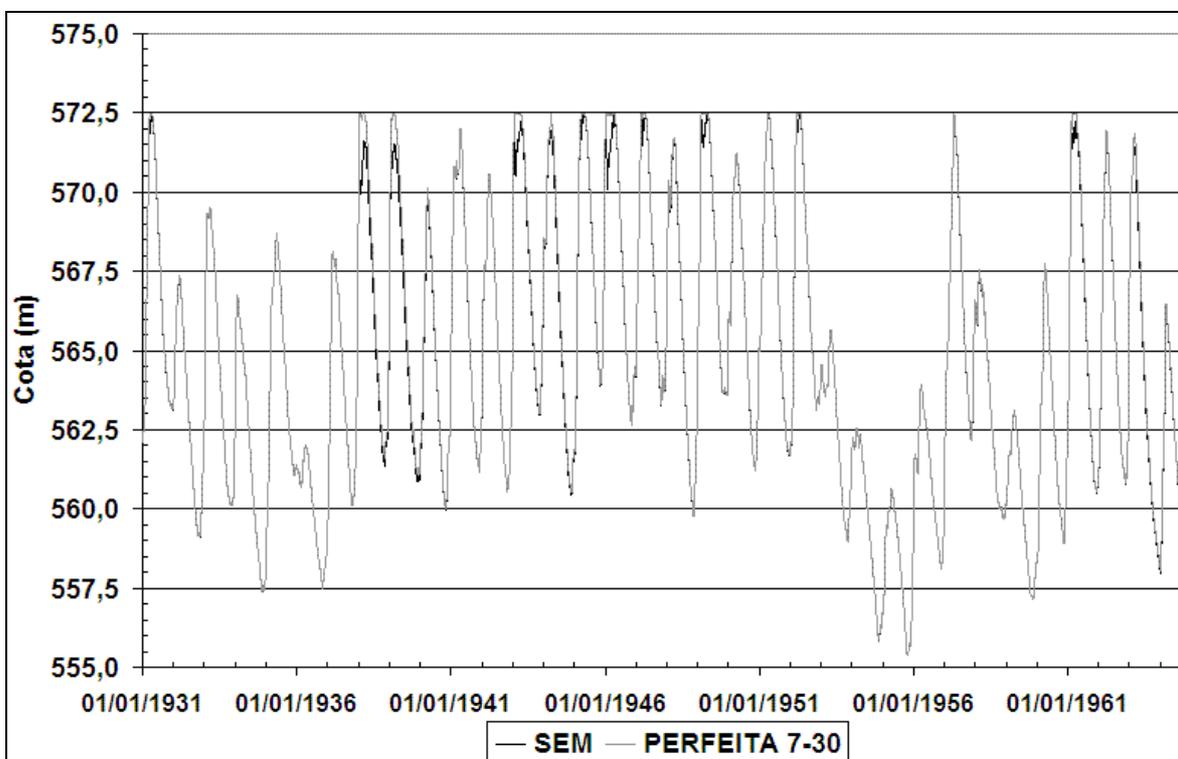


Figura A31: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 7-30 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

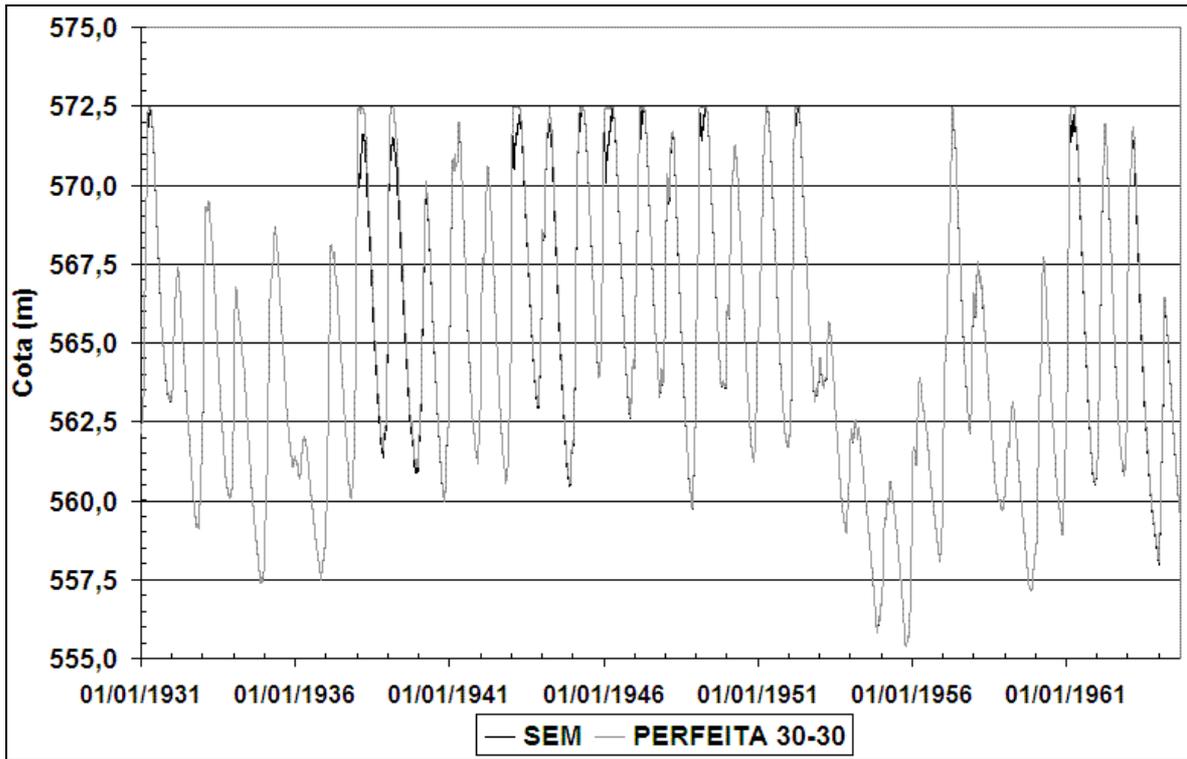


Figura A32: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 30-30 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

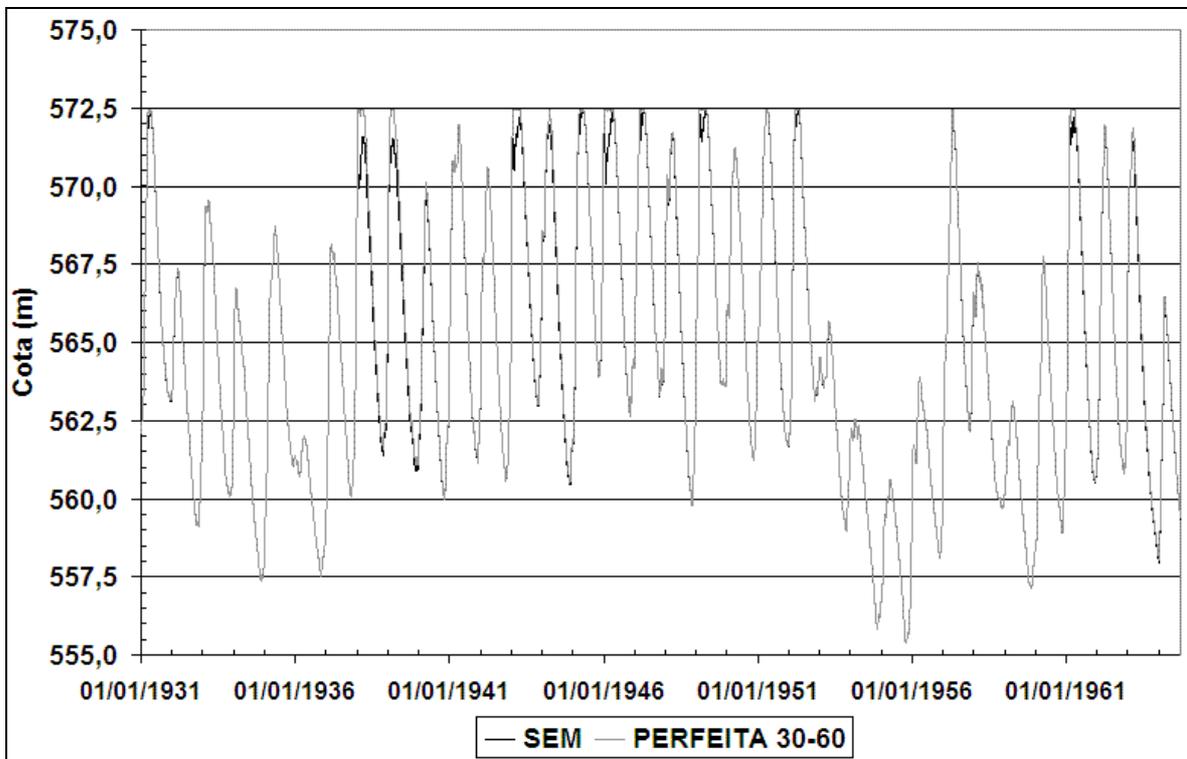


Figura A33: Cotagramas do reservatório operado com previsão perfeita 30-60 e sem previsão no período de 1931 a 1964 (curvas-guia otimizadas para o mesmo período).

## Anexo 4: Detalhes das quebras de restrição no período 1964 a 2001

**Tabela A5: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação sem previsão no período de 1964 a 2001 utilizando a curva-guia SP31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
04/02/1979 - 29/03/1979	54	578,19	5,69
12/02/1983 - 23/03/1983	40	575,41	2,91
10/04/1983 - 14/04/1983	5	572,62	0,12
25/04/1983 - 30/04/1983	6	572,75	0,25
06/02/1992 - 12/03/1992	36	576,31	3,81
13/01/1997 - 26/01/1997	14	573,49	0,99

**Tabela A6: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação com base na previsão de vazão, no período de 1964 a 2001, utilizando a curva-guia C1-7P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
17/01/1966 – 26/01/1966	10	572,98	0,48
06/02/1979 – 27/03/1979	50	577,50	5,00
26/01/1982 – 05/02/1982	11	573,35	0,85
24/01/1983 – 05/04/1983	72	577,18	4,68
01/02/1985 – 10/02/1985	10	572,95	0,45
08/02/1992 – 08/03/1992	30	575,31	2,81

**Tabela A7: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação com base na previsão de vazão, no período de 1964 a 2001, utilizando a curva-guia C1-12P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
09/02/1979 – 23/03/1979	43	576,42	3,92
29/01/1982 – 01/02/1982	4	572,70	0,20
26/01/1983 – 03/04/1983	68	576,82	4,32
10/02/1992 – 05/03/1992	25	574,64	2,14

**Tabela A8: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação com base na previsão de vazão, no período de 1964 a 2001, utilizando a curva-guia C1-30P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
21/02/1979 – 13/03/1979	21	574,50	2,00
11/02/1983 – 28/03/1983	46	576,11	3,61

**Tabela A9: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação com base na previsão de vazão, no período de 1964 a 2001, utilizando a curva-guia C7-12P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
17/01/1966 - 26/01/1966	10	572,99	0,49
08/02/1979 - 24/03/1979	45	576,80	4,30
28/01/1982 - 03/02/1982	7	572,90	0,40
24/01/1983 - 05/04/1983	72	577,18	4,68
03/02/1985 - 06/02/1985	4	572,61	0,11
08/02/1992 - 09/03/1992	31	575,51	3,01

**Tabela A10: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação com base na previsão de vazão, no período de 1964 a 2001, utilizando a curva-guia C7-30P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
21/02/1979 - 13/03/1979	21	574,50	2,00
11/02/1983 - 31/03/1983	49	576,29	3,79

**Tabela A11: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação com base na previsão de vazão, no período de 1964 a 2001, utilizando a curva-guia C30-30P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
08/02/1979 – 24/03/1979	45	576,80	4,30
20/01/1982 – 07/02/1982	19	573,70	1,20
09/02/1983 – 03/04/1983	54	576,77	4,27
14/12/1983 – 22/12/1983	9	572,89	0,39
31/01/1985 – 13/02/1985	14	573,32	0,82

**Tabela A12: Detalhes das quebras de restrição da simulação de operação com base na previsão de vazão, no período de 1964 a 2001, utilizando a curva-guia C30-60P31-64.**

Período da quebra	Duração (dias)	Nível máximo (m)	Intensidade (m)
25/2/79 - 5/3/79	9	572,98	0,48
13/2/83 - 19/3/83	35	574,74	2,24