

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO**

**Modelo de Suporte à Decisão para a Otimização da  
Operação de Sistema de Usinas Hidroelétricas**

Hermas Teixeira Franco

**Campinas - SP**  
**2006**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO**

**Modelo de Suporte à Decisão para a Otimização da  
Operação de Sistema de Usinas Hidroelétricas**

Hermas Teixeira Franco

Orientador: Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

Dissertação de Mestrado apresentada à Comissão de pós graduação da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, na área de concentração de Recursos Hídricos.

**Campinas - SP**

**2006**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

F848m Franco, Hermas Teixeira  
Modelo de suporte à decisão para a otimização da  
operação de sistema de usinas hidroelétricas / Hermas  
Teixeira Franco.--Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Alberto Luiz Francato  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de  
Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e  
Urbanismo.

1. Otimização. 2. Energia hidrelétrica. 3. Recursos  
energéticos. 4. Recursos hídricos. 5. Sistemas de  
suporte de decisão. I. Francato, Alberto Luiz. II.  
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de  
Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

Titulo em Inglês: A Decision Support Tool for the Optimization of the Operation of  
a System of Hydro-electric Plants.

Palavras-chave em Inglês: Decison support, Optimization, Hydric resources,  
Energetic resources, Hydro-electric Energy.

Área de concentração: Recursos hídricos

Titulação: Mestre em Engenharia Civil

Banca examinadora: Takaaki Ohishi e Carlos Alberto Mariotoni.

Data da defesa: 24/02/2006

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO

**Modelo de Suporte à Decisão para a Otimização da  
Operação de Sistema de Usinas Hidroelétricas**

Hermas Teixeira Franco

Dissertação de Mestrado aprovada pela Banca Examinadora, constituída por:



**Orientador: Prof. Dr. Alberto Luiz Francato**  
Presidente e Orientador/UNICAMP



**Takaaki Ohishi**  
FEEC/UNICAMP



**Carlos Alberto Mariotoni**  
FEC/UNICAMP

Campinas, 24 de fevereiro de 2006

## Dedicatória

Dedico este trabalho à minha família, sempre presente, incentivando, apoiando e acreditando no que eu acreditava.

## Agradecimentos

Agradeço a Deus pelas graças D'ele recebidas.

Agradeço aos professores doutores Alberto Luiz Francato e Paulo Sérgio Franco Barbosa pela preciosa orientação na travessia dos caminhos trilhados.

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo construir uma ferramenta de suporte à decisão que permita avaliar de maneira fácil e rápida as alternativas existentes para a otimização energética do aproveitamento conjunto da operação múltipla de um “Sistema Reservatório” já existente com vistas à maximização dos benefícios deste sistema.

Definiu-se (para uso neste trabalho) a expressão “Sistema Reservatório” como sendo um conjunto de reservatórios hídricos que propõe-se administrar.

Definiu-se ainda (no âmbito deste trabalho) como benefícios a energia potencial gravitacional total (dentro do horizonte de planejamento) dos recursos hídricos compreendidos neste estudo.

Para avaliar estas alternativas de otimização foi desenvolvido um especial sistema de suporte à decisão para ser usado pelos operadores do sistema podendo subsidiar o processo da tomada das decisões.

Procurou-se construir esta ferramenta de tal forma que fosse constituída por um sistema computacional em ambiente gráfico (Windows ®) com interface amigável ao usuário (F-GUI – Friendly Graphic User Interface), para ser usada de forma contínua e que fosse também de fácil implantação.

O arcabouço teórico utilizado pelo sistema foi o da concepção de Sistema de Suporte à Decisão para a modelagem do sistema em estudo, tendo usado a técnica de Programação Não Linear para a etapa da otimização.

As funções da otimização multi-objetivo inerentes à produção de energia elétrica ou reservação de volumes d’água para a mesma finalidade, são tratadas pelo método das ponderações, ficando a cargo dos operadores do sistema a calibração dos fatores sob diferentes situações de carga.

Este trabalho utilizou os dados disponibilizados pela AES Tietê referentes a cinco reservatórios-usinas sequenciais no Rio Tietê, três reservatórios-usinas sequencias no Rio Pardo, um reservatório-usina no Rio Grande e um reservatório-usina no Rio Mogi-Guaçu, todos situados na região Sudeste do Brasil.

Palavras-chave: Otimização, Energia hidrelétrica, Recursos energéticos, Recursos hídricos, Sistemas de suporte de decisão.

## ABSTRACT

This dissertation has the objective of build a Decision Support Tool that gives a quick and easy way to analyze all the different alternatives to manage integrated a complex of hydroelectric reservoirs seeking the maximization of the benefits of the complex.

The benefits of the complex were defined as the total potential gravitational energy of the hydraulic resources included in the system in the period of the planning horizon.

This tool had being built looking for a computer Friendly Graphic User Interface based in the Microsoftã Windows Operational System to make easy the use of the tool day by day and also the initial installation in the users computers.

The theory used were the conception of the Decision Support Tool in the modeling phase study and the Non Linear Programming in the optimization phase.

This dissertation has used the data provided by the owner of the power generation complex “AES Tiete” that include five reservoirs in the Tiete river basin, three reservoirs in the Pardo river basin, one reservoir in the Grande river basin and one reservoir in the Mogi-Guaçu river basin, all of them in the southeast region of Brasil, South America.

Key-words: Decison support, Optimization, Hydric resources, Energetic resources, Hydro-electric energy.

## SUMÁRIO

Resumo	v	
Abstract	vii	
Sumário	viii	
Lista de Figuras	x	
Lista de Tabelas	xv	
Lista de Símbolos	xvii	
Lista de Abreviaturas e Siglas	xviii	
1	Introdução	1
1.1	Objetivos	4
2	Revisão de literatura	7
2.1	Obstáculos na otimização de “Sistemas Reservatório”	10
2.2	Outras considerações para a otimização	11
2.3	O problema da otimização de um “Sistema Reservatório”	15
2.3.1	Função objetivo	15
2.3.2	Restrições	19
3	Metodologia	23
3.1	Descrição do modelo	23
3.1.1	Descrição das variáveis	24
3.1.2	Cálculo da Potência das Usinas Hidroelétricas	26
3.1.3	Equações de restrição	26
3.1.3.1	Atendimento Energético	26
3.1.3.2	Capacidade de Geração da Usina	27
3.1.3.3	Volume Mínimo	27
3.1.3.4	Volume Máximo	28
3.1.3.5	Engolimento Máximo	28
3.1.3.6	Geração Mínima	29
3.1.3.7	Máxima Variação de Volume Útil	29

3.1.3.8	Recuperação do Estado Inicial (opcional)	29
4	Estudo de caso	31
4.1	Organização dos Dados Físicos	31
4.2	Desenvolvimento da Interface	34
5	Resultados e Discussão	41
5.1	Exemplo de um Processamento de Otimização	41
5.2	Operação Experimental do Sistema por 12 (doze) meses	48
5.2.1	Resumo dos Resultados das 12 Operações Mensais	88
5.3	Outros Resultados de Testes	90
6	Conclusões	101
7	Referências bibliográficas	103
	Apêndice A - Resumo das energias asseguradas das usinas e das gerações realizadas no período 1997 a 2004	107
	Apêndice B - Estatísticas Computacionais de um Processamento de Otimização da Operação Mensal	109
	Anexos - Outros gráficos produzidos pelo sistema para cada uma das doze operações mensais	111

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Topologia simplificada de um sistema reservatório	18
Figura 3.1	Corte esquemático de um reservatório	24
Figura 4.1	Planta de localização das usinas do estudo de caso	32
Figura 4.2	Topologia simplificada do estudo de caso	32
Figura 4.3	Tela inicial da ferramenta em desenvolvimento	35
Figura 4.4	Tela da opção “Estado Inicial”	36
Figura 4.5	Tela da opção “Cenário Hidrológico”	37
Figura 4.6	Tela da opção “Volumes Finais”	38
Figura 4.7	Tela da opção “Função Objetivo”	39
Figura 4.8	Tela característica da linguagem “GAMS” - opção “Otimizar”	40
Figura 5.1	Tela da opção “Resultados”	42
Figura 5.2	Tela da opção “Resultados” – “Vazão Turbinada”	43
Figura 5.3	Tela da opção “Resultados” – “Vazão Vertida”	44
Figura 5.4	Tela da opção “Resultados” – “Potência por metro cúbico”	45
Figura 5.5	Tela da opção “Resultados” – “Volumes Finais”	46
Figura 5.6	Tela da opção “Resultados” – “Potência total gerada”	47
Figura 5.7	Potência total gerada para o 1º mês da operação	53
Figura 5.8	Volumes Finais para o 1º mês da operação	54
Figura 5.8	Potência total gerada para o 2º mês da operação	56
Figura 5.10	Volumes Finais para o 2º mês da operação	57
Figura 5.11	Potência total gerada para o 3º mês da operação	59

Figura 5.12	Volumes Finais para o 3 <sup>o</sup> mês da operação	60
Figura 5.13	Potência total gerada para o 4 <sup>o</sup> mês da operação	62
Figura 5.14	Volumes Finais para o 4 <sup>o</sup> mês da operação	63
Figura 5.15	Potência total gerada para o 5 <sup>o</sup> mês da operação	65
Figura 5.16	Volumes Finais para o 5 <sup>o</sup> mês da operação	66
Figura 5.17	Potência total gerada para o 6 <sup>o</sup> mês da operação	68
Figura 5.18	Volumes Finais para o 6 <sup>o</sup> mês da operação	69
Figura 5.19	Potência total gerada para o 7 <sup>o</sup> mês da operação	71
Figura 5.20	Volumes Finais para o 7 <sup>o</sup> mês da operação	72
Figura 5.21	Potência total gerada para o 8 <sup>o</sup> mês da operação	74
Figura 5.22	Volumes Finais para o 8 <sup>o</sup> mês da operação	75
Figura 5.23	Potência total gerada para o 9 <sup>o</sup> mês da operação	77
Figura 5.24	Volumes Finais para o 9 <sup>o</sup> mês da operação	78
Figura 5.25	Potência total gerada para o 10 <sup>o</sup> mês da operação	80
Figura 5.26	Volumes Finais para o 10 <sup>o</sup> mês da operação	81
Figura 5.27	Potência total gerada para o 11 <sup>o</sup> mês da operação	83
Figura 5.28	Volumes Finais para o 11 mês da operação	84
Figura 5.29	Potência total gerada para o 12 <sup>o</sup> mês da operação	86
Figura 5.30	Volumes Finais para o 12 <sup>o</sup> mês da operação	87
Figura 5.31	Potências totais programadas e geradas nos 12 meses.	89
Figura 5.32	Potências constantes máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com as Energias Asseguradas	91

Figura 5.33	Potências constantes máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com a Hidrologia Média de Longo Termo - MLT	92
Figura 5.34	Potências constantes máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com a Hidrologia Real Ocorrida	93
Figura 5.35	Potências Reais Geradas (média mensal) nos 24 meses com a Hidrologia Real Ocorrida	94
Figura 5.36	Visualização conjunta das várias Potências constantes Máximas possíveis de serem geradas ou Geradas nos 24 meses com as hidrologias 100% MLT e a Real Ocorrida	95
Figura 5.37	Potências máximas máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com a Hidrologia Média de Longo Termo – MLT nos 24 meses.	96
Figura 5.38	Potências máximas máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com Hidrologia Real	97
Figura 5.39	Hidrologia Real Observada nos 12 meses	98
Figura 5.40	Potencias Virtuais Reais Realizadas nos 12 meses	99
Figura 5.41	Hidrologia Observada nos 12 meses e as consequentes Potencias Virtuais Reais Realizadas	100
Figura An.1	Vazões turbinadas para o 1º mês da operação - Maio de 1999	112
Figura An.2	Vazões vertidas para o 1º mês da operação - Maio de 1999	112
Figura An.3	Produtibilidades para o 1º mês da operação - Maio de 1999	113
Figura An.4	Vazões turbinadas para o 2º mês da operação - Junho de 1999	113
Figura An.5	Vazões vertidas para o 2º mês da operação - Junho de 1999	114
Figura An.6	Produtibilidades para o 2º mês da operação - Junho de 1999	114
Figura An.7	Vazões turbinadas para o 3º mês da operação - Julho de 1999	115

Figura An.8	Vazões vertidas para o 3 <sup>o</sup> mês da operação - Julho de 1999	115
Figura An.9	Produtibilidades para o 3 <sup>o</sup> mês da operação - Julho de 1999	116
Figura An.10	Vazões turbinadas para o 4 <sup>o</sup> mês da operação - Agosto de 1999	116
Figura An.11	Vazões vertidas para o 4 <sup>o</sup> mês da operação - Agosto de 1999	117
Figura An.12	Produtibilidades para o 4 <sup>o</sup> mês da operação - Agosto de 1999	117
Figura An.13	Vazões turbinadas para o 5 <sup>o</sup> mês da operação - Setembro de 1999	118
Figura An.14	Vazões vertidas para o 5 <sup>o</sup> mês da operação - Setembro de 1999	118
Figura An.15	Produtibilidades para o 5 <sup>o</sup> mês da operação - Setembro de 1999	119
Figura An.16	Vazões turbinadas para o 6 <sup>o</sup> mês da operação - Outubro de 1999	119
Figura An.17	Vazões vertidas para o 6 <sup>o</sup> mês da operação - Outubro de 1999	120
Figura An.18	Produtibilidades para o 6 <sup>o</sup> mês da operação - Outubro de 1999	120
Figura An.19	Vazões turbinadas para o 7 <sup>o</sup> mês da operação - Novembro de 1999	121
Figura An.20	Vazões vertidas para o 7 <sup>o</sup> mês da operação - Novembro de 1999	121
Figura An.21	Produtibilidades para o 7 <sup>o</sup> mês da operação - Novembro de 1999	122
Figura An.22	Vazões turbinadas para o 8 <sup>o</sup> mês da operação - Dezembro de 1999	122
Figura An.23	Vazões vertidas para o 8 <sup>o</sup> mês da operação - Dezembro de 1999	123
Figura An.24	Produtibilidades para o 8 <sup>o</sup> mês da operação - Dezembro de 1999	123
Figura An.25	Vazões turbinadas para o 9 <sup>o</sup> mês da operação - Janeiro de 2000	124
Figura An.26	Vazões vertidas para o 9 <sup>o</sup> mês da operação - Janeiro de 2000	124

Figura An.27	Produtibilidades para o 9 <sup>o</sup> mês da operação - Janeiro de 2000	125
Figura An.28	Vazões turbinadas para o 10 <sup>o</sup> mês da operação - Fevereiro de 2000	125
Figura An.29	Vazões vertidas para o 10 <sup>o</sup> mês da operação - Fevereiro de 2000	126
Figura An.30	Produtibilidades para o 10 <sup>o</sup> mês da operação - Fevereiro de 2000	126
Figura An.31	Vazões turbinadas para o 11 <sup>o</sup> mês da operação - Março de 2000	127
Figura An.32	Vazões vertidas para o 11 <sup>o</sup> mês da operação - Março de 2000	127
Figura An.33	Produtibilidades para o 11 <sup>o</sup> mês da operação - Março de 2000	128
Figura An.34	Vazões turbinadas para o 12 <sup>o</sup> mês da operação - Abril de 2000	128
Figura An.35	Vazões vertidas para o 12 <sup>o</sup> mês da operação - Abril de 2000	129
Figura An.36	Produtibilidades para o 12 <sup>o</sup> mês da operação - Abril de 2000	129

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1	Principais dados físicos das usinas do estudo de caso	33
Tabela 5.1	Volumes - 1º mês da operação - Maio de 1999	52
Tabela 5.2	Vazões - 1º mês da operação - Maio de 1999	52
Tabela 5.3	Potencias - 1º mês da operação - Maio de 1999	52
Tabela 5.4	Volumes - 2º mês da operação - Junho de 1999	55
Tabela 5.5	Vazões - 2º mês da operação - Junho de 1999	55
Tabela 5.6	Potencias - 2º mês da operação - Junho de 1999	55
Tabela 5.7	Volumes - 3º mês da operação - Julho de 1999	58
Tabela 5.8	Vazões - 3º mês da operação - Julho de 1999	58
Tabela 5.9	Potencias - 3º mês da operação - Julho de 1999	58
Tabela 5.10	Volumes - 4º mês da operação - Agosto de 1999	61
Tabela 5.11	Vazões - 4º mês da operação - Agosto de 1999	61
Tabela 5.12	Potencias - 4º mês da operação - Agosto de 1999	61
Tabela 5.13	Volumes - 5º mês da operação - Setembro de 1999	64
Tabela 5.14	Vazões - 5º mês da operação - Setembro de 1999	64
Tabela 5.15	Potencias - 5º mês da operação - Setembro de 1999	64
Tabela 5.16	Volumes - 6º mês da operação - Outubro de 1999	67
Tabela 5.17	Vazões - 6º mês da operação - Outubro de 1999	67
Tabela 5.18	Potencias - 6º mês da operação - Outubro de 1999	67
Tabela 5.19	Volumes - 7º mês da operação - Novembro de 1999	70
Tabela 5.20	Vazões - 7º mês da operação - Novembro de 1999	70

Tabela 5.21	Potencias - 7º mês da operação - Novembro de 1999	70
Tabela 5.22	Volumes - 8º mês da operação - Dezembro de 1999	73
Tabela 5.23	Vazões - 8º mês da operação - Dezembro de 1999	73
Tabela 5.24	Potencias - 8º mês da operação - Dezembro de 1999	73
Tabela 5.25	Volumes - 9º mês da operação - Janeiro de 2000	76
Tabela 5.26	Vazões - 9º mês da operação - Janeiro de 2000	76
Tabela 5.27	Potencias - 9º mês da operação - Janeiro de 2000	76
Tabela 5.28	Volumes - 10º mês da operação - Fevereiro de 2000	79
Tabela 5.29	Vazões - 10º mês da operação - Fevereiro de 2000	79
Tabela 5.30	Potencias - 10º mês da operação - Fevereiro de 2000	79
Tabela 5.31	Volumes - 11º mês da operação - Março de 2000	82
Tabela 5.32	Vazões - 11º mês da operação - Março de 2000	82
Tabela 5.33	Potencias - 11º mês da operação - Março de 2000	82
Tabela 5.34	Volumes - 12º mês da operação - Abril de 2000	85
Tabela 5.35	Vazões - 12º mês da operação - Abril de 2000	85
Tabela 5.36	Potencias - 12º mês da operação - Abril de 2000	85
Tabela 5.37	Resumo dos Resultados das 12 Operações Mensais	88
Tabela Ap.1	Resumo das energias asseguradas das Usinas	127
Tabela Ap.2	Resumo das gerações das Usinas no período 1997 a 2004	128

## LISTA DE SÍMBOLOS

JJ:	Índice referente ao mês;
JS:	Índice referente à usina;
N:	Número total de aproveitamentos ativos;
DEP(JS):	Máximo deplecionamento aceitável no reservatório JS, dado como uma fração do volume útil do reservatório;
ENERGY(JJ):	Requisito de energia mensal (MW médios), valor contratado pela empresa;
FSM(JJ):	Fator de correção de unidade para o mês JJ;
GAMA:	Tolerância;
HYDRO(JS,JJ):	Volume de água em $\text{hm}^3$ afluyente ao reservatório JS, no mês JJ;
HL:	Queda líquida na usina JS, em metros, no período JJ;
HZT:	Horizonte de planejamento em meses;
POWER(JS,JJ):	Potência da usina JS, em MW, no período JJ;
PRT(JS,JJ):	Produtibilidade do aproveitamento JS, no mês JJ;
PRTesp(JS):	Produtibilidade específica ( $\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}/\text{m}$ ) da usina JS;
QT(JS,JJ):	Volume de água turbinada no mês JJ, no aproveitamento JS;
QTMONT(JS,JJ):	Volume de água turbinada no mês JJ, no aproveitamento a montante de JS;
QV(JS,JJ):	Volume de água vertida no mês JJ, no aproveitamento JS;
QVMONT(JS,JJ):	Volume de água vertida no mês JJ, no aproveitamento aproveitamento a montante de JS;
UMAX(JS,JJ):	Engolimento máximo em $\text{m}^3/\text{s}$ do aproveitamento JS no mês JJ;
UMIN(JS,JJ):	Vazão turbinada mínima em $\text{m}^3/\text{s}$ no mês JJ para funcionamento das turbinas no aproveitamento JS;
VIN(JS):	Volume de água em $\text{hm}^3$ armazenado no reservatório JS, no início do período de planejamento;
VMAX(JS,JJ):	Volume máximo operacional no reservatório JS, no mês JJ;
VMIN(JS,JJ):	Volume mínimo operacional no reservatório JS, no mês JJ;
VW(JS,JJ):	Volume de água em $\text{hm}^3$ evaporado no mês JJ;

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRH	Associação Brasileira de Recursos Hídricos
AES-Tietê	Empresa geradora de energia proprietária das Usinas do Estudo de caso desenvolvido pelo presente trabalho
ASCE	American Society of Civil Engineering
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
TVA	Tennessee Valley Authority
WDC	Comissão Mundial de Barragens
Windows ®	Sistema computacional com ambiente gráfico desenvolvido pela empresa Microsoft ®”

## 1. INTRODUÇÃO

A visão atual da sociedade mostra que a maneira de aproveitar os Recursos Hídricos e administrar os conflitos resultantes dos competitivos usos múltiplos dos mesmos vem mudando nos últimos tempos, conforme podemos observar por exemplo na legislação federal no Brasil citada a seguir:

“...a gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas.” (Lei Federal 9.433, de 08 de Janeiro de 1997) .

A determinação da melhor solução para problemas que envolvam mais de cem alternativas diferentes é humanamente impraticável sem o auxílio de algum tipo de ferramenta.

Os algoritmos de otimização ainda são pouco utilizados na operação de sistemas hidroelétricos por parte das empresas, apesar de seu potencial para

- coordenar a operação, evitando vertimentos desnecessários
- conhecer melhor as relações entre as variáveis que intervêm na operação

O pouco uso decorre da deficiência de facilidades computacionais, especialmente quanto a interfaces, registros e visualizações de resultados.

Suprir tais deficiências, com o desenvolvimento de um Sistema de Suporte à Decisão é o objetivo deste trabalho.

Na falta destas facilidades, o homem tem se apoiado na sua vivência e experiência para administrar este tipo de problema.

Com o grande desenvolvimento da matemática nos últimos tempos, ferramentas como “resolução de sistemas de equações simultâneas” possibilitaram novas abordagens ao tema. Em especial, em meados do século passado, foi desenvolvido um conjunto de técnicas que ficou conhecido como “Pesquisa Operacional”, que através de algoritmos matemáticos, possibilita a determinação da “melhor” solução para problemas desta natureza.

Uma das primeiras aplicações neste sentido que se tem notícia na área de recursos hídricos foi a implantação da administração do vale do rio Tennessee nos Estados Unidos da América, iniciada na década de 1930.

Um Sistema Reservatório, projetado originalmente por exemplo para a exclusiva produção de energia elétrica, tem atualmente agregadas outras funções além daquela original, surgidas com a evolução da sociedade e em particular com a Lei Federal 9.433, de 08 de Janeiro de 1997.

Como exemplo, temos:

- a garantia da manutenção do eco-sistema
- a garantia da manutenção do meio-ambiente
- o abastecimento d'água urbano
- o abastecimento d'água industrial
- finalidades recreacionais
- a navegação

- a irrigação
- o controle de enchentes
- a regularização de vazões
- aspectos de segurança nacional
- e outras mais

Com a diminuição do ritmo da construção de reservatórios de grandes dimensões em todo o mundo devido principalmente à razões ambientais (e também devido a exaustão dos grandes aproveitamentos potenciais para geração de energia elétrica), as demandas pelos recursos hídricos vêm crescendo em ritmo maior que a oferta, fazendo a atenção da sociedade voltar-se para a melhoria da eficácia e eficiência operacional dos Sistemas Reservatórios existentes, de tal forma a maximizar os benefícios destes projetos.

Para isto é impositivo que se determine e faça o “melhor” aproveitamento possível dos recursos disponíveis.

Devido ao limitado poder de computação presente nas décadas de 60 a 80 do século vinte, a técnica então mais utilizada para auxiliar os tomadores de decisões na operação de Sistemas Reservatórios, era a da “Simulação”. Porém esta técnica só conseguia responder à questão “O que acontece se...?”, ficando a cargo dos operadores e tomadores de decisão a montagem do conjunto das regras operacionais e a definição dos cenários hidrológicos e climáticos.

Ao contrário, o vertiginoso e exponencial desenvolvimento da informática, tanto na parte física dos equipamentos, processadores e componentes, como na parte dos programas e algoritmos matemáticos, tem recentemente tornado possível que a busca desta “melhor” solução caminhasse na direção e sentido de métodos e técnicas que usem cada vez menor número de simplificações e que enxerguem as milhares ou milhões de combinações operacionais possíveis (diante do número de variáveis envolvidas) no horizonte temporal desejado.

Este processo da busca da “melhor” solução, conhecido como processo de “otimização”, descobrirá, com certeza, se existir, qual das possíveis políticas operacionais trará o maior benefício total para a sociedade, quer seja expresso em valores econômicos tangíveis, quer o seja em valores de natureza social ou ambiental, ou em uma combinação dos dois, sem que os operadores precisem definir nada a priori, apenas indicando o estado físico inicial do Sistema Reservatório.

No Brasil, a operação do Sistema Reservatório, composto pelas mais de cem grandes usinas hidroelétricas, é coordenada pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, e visa principalmente a produção de energia elétrica, permitindo também o uso dos reservatórios para controle de cheias.

Para esta coordenação, o ONS utiliza atualmente uma série de modelos baseados na Programação Dinâmica Estocástica, porém transformando estes mais de cem reservatórios em apenas cinco reservatórios-equivalentes, usando como função objetivo a minimização do custo da energia gerada pelas usinas térmicas que complementam o sistema, com um pré-determinado valor de certeza, destacando-se o NEWAVE e o DECOMP.

Esta metodologia utilizada pelo ONS leva a uma diminuição na eficácia e eficiência operacional do Sistema Reservatório pois despreza a otimização integrada de todos os reservatórios do sistema.

## **1.1. OBJETIVOS**

O presente trabalho tem como ênfase a construção de uma ferramenta de suporte à decisão para ser usada pelos operadores de um sistema de geração hidrelétrica.

Esta ferramenta, desenvolvida para ambiente computacional “Windows ®”, através de uma interface gráfica amigável, permite:

- A caracterização do estado inicial do Sistema
- A definição da hidrologia a ser utilizada
- A definição dos volumes mínimos de armazenamento desejados ao final do horizonte
- O estudo do risco assumido
- A montagem de um modelo não linear de otimização
- A execução da otimização propriamente dita utilizando o algoritmo “MINOS” desenvolvido pelo Laboratório de Otimização de Sistemas da Universidade de Stanford, Califórnia, e a linguagem estruturada GAMS desenvolvida para solução de problemas de programação matemática
- A apresentação dos resultados da otimização na forma de gráficos multi-coloridos para visualização direta na tela do computador, assim como impresso em papel.

No capítulo 2 são apresentados os tratamentos dados ao problema ao longo da história da humanidade.

No capítulo 3 são apresentados os métodos utilizados para alcançar os objetivos mencionados no capítulo 2.

No capítulo 4 é apresentado o estudo de caso usados como base para o desenvolvimento, testes da validação e aplicação do presente trabalho, assim como os seus respectivos elementos característicos.

No capítulo 5 são apresentados os resultados e a discussão dos mesmos.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste trabalho.



## **2. REVISÃO DE LITERATURA**

De acordo com a “Comissão Mundial de Barragens – WDC (2000)”, muitos grandes projetos de reservatórios não estão conseguindo produzir o nível de benefícios suficientes para justificar economicamente sua implantação.

Razões principalmente de natureza ambientais estão fazendo diminuir a construção de novos projetos de reservatórios de água de grandes dimensões, sendo então necessária a mudança do foco para a melhoria da eficácia e eficiência operacional dos sistemas reservatório existentes, de forma a maximizar os benefícios destes projetos, atendendo a mais de um objetivo.

Higgins e Brock (1999) relata que muitos dos impactos adversos dos grandes reservatórios nos ecossistemas aquáticos podem ser minimizados através de aperfeiçoamentos operacionais adicionais, conforme demonstrado pela Autoridade do Vale do Tennessee “Tennessee Valley Authority - TVA”. A construção de comportas de fundo ou estruturas de retirada seletiva podem possibilitar a passagem dos sedimentos para jusante e melhorar as condições da qualidade da água.

Pode-se observar claramente que muitas das políticas operacionais existentes não conseguem considerar de maneira inteiramente integrada um sistema reservatório multiobjetivo, enfatizando preferencialmente operações para objetivos individuais.

A necessidade de uma estratégia operacional integrada leva aos gerentes e operadores dos sistemas a uma tarefa muito difícil.

Com a possibilidade de análises mais integradas, o número potencial de políticas operacionais aumenta grandemente e de forma multiplicativa. A análise integrada produz uma complicação adicional que ocorre devido aos objetivos conflitantes e às incertezas associadas com o futuro hidrológico.

A coordenação ótima das muitas facetas dos sistemas reservatório requer a assistência de ferramentas computacionais para que a modelagem possa prover informações para as decisões operacionais racionais.

Modelos computacionais de simulação tem sido aplicados nas últimas décadas no gerenciamento e operação de sistemas reservatórios em muitas bacias fluviais. Muitos destes modelos foram desenvolvidos sob medida para um sistema reservatório particular.

Stein et al. (2001) observava que planilhas e modelos genéricos de simulação como o “STELLA (High Performance Systems, Inc.)” também eram bastante populares.

Caballero et al. (2001), desenvolveu um sistema de modelos de simulação dinâmica denominado “VENSIM (Ventana Systems, Inc.)”.

Varvel e Lansey (2002) desenvolveu outro sistema de modelos de simulação dinâmica denominado “POWERSIM (Powersim, Inc.)”.

Klipsch et al. (2002) apontou a existência de vários modelos de domínio público com objetivos genéricos, como o “HEC 5 – (Hidrologic Engineering Center 1989)”, que

estava sendo modificado para incluir uma interface gráfica baseada no sistema computacional “Windows”.

Estes modelos descritivos ou de simulação ajudam a responder somente às questões do tipo:

- “O que acontece se...” ?

considerando o desempenho de estratégias operacionais alternativas.

Eles podem representar com precisão as operações nos sistemas reservatório e são usados para análises de Monte Carlo no exame das estratégias operacionais de longo termo propostas.

Porém eles são inadequados para prescrever a melhor ou ótima estratégia quando existe flexibilidade na coordenação da operação de um sistema reservatório.

Os modelos de prescrição de estratégias ótimas oferecem uma expandida capacidade para selecionar sistematicamente as soluções ótimas, ou as famílias de soluções ótimas, respeitando os objetivos e restrições.

Primeiramente o foco de nossa abordagem está na otimização do sistema reservatório ao invés da otimização de um simples reservatório. Isto não significa subentender que a otimização de um reservatório único não seja importante, mas mais exatamente que são grandes as possibilidades de haver importantes recompensas obtidas com a otimização integrada do sistema reservatório, considerando sua interconexão.

Os métodos de otimização utilizados atualmente são aqueles desenvolvidos com capacidade de tratar o grande número de características dinâmicas, não-lineares,

estocásticas e de alta dimensionalidade dos sistemas reservatório, assim como a otimização multiobjetivo.

A aplicação de métodos de programação heurística usando algoritmos genéticos e evolucionais também devem ser lembrados, juntamente com a aplicações de redes neurais e sistemas baseados em regras nebulosas (“fuzzy”) para deduzir as regras operacionais do sistema reservatório.

## **2.1. OBSTÁCULOS NA OTIMIZAÇÃO DE “SISTEMAS RESERVATÓRIO”**

Yeh (1985), depois de várias décadas de intensa pesquisa na aplicação de modelos de otimização para sistemas reservatório, notou uma constante lacuna entre os desenvolvimentos teóricos e as implementações no mundo real. As possíveis razões para esta disparidade incluem:

(1) Muitos operadores de sistemas são cépticos a respeito de modelos que trocam os seus julgamentos e prescrevem estratégias de soluções, ficando mais confortáveis com o uso dos existentes modelos de simulação;

(2) As limitações dos computadores e dos programas de computação no passado requeriam simplificações e aproximações que os operadores tinham dificuldade em aceitar;

(3) Os modelos de otimização são geralmente matematicamente mais complexos que os modelos de simulação, e por este motivo mais difícil de serem compreendidos;

(4) Muitos modelos de otimização não são úteis para incorporar risco e incerteza;

(5) Os enormes intervalos e números de variáveis nos métodos de otimização criam confusão como quais selecionar para uma aplicação em particular;

(6) Alguns métodos de otimização como a programação dinâmica geralmente requerem o desenvolvimento de programas feitos sob medida; e

(7) Muitos métodos de otimização podem apenas produzir soluções ótimas para um período de registros em vez de regras mais proveitosas para uma operação condicional.

Segundo o “Engineer Manual on Hidrologic Engineering Requirements for Reservoirs (U.S. Army Corps of Engineers 1997; pp.4-5)”, “... os alicerces para a operação do sistema não são claramente definidos. O pós-processamento dos resultados requer uma interpretação de forma a desenvolver um planejamento de operação que poderia ser usado numa simulação básica e operação aplicada.”

Muitas destas dificuldades para a otimização do gerenciamento de sistemas de reservatórios estão sendo superadas através da ascendência do conceito de “Sistemas de Suporte a Decisão” e dos grandes avanços observados no poder dos equipamentos de computação portáteis e dos programas de computação.

## **2.2. OUTRAS CONSIDERAÇÕES PARA A OTIMIZAÇÃO**

Labadie et al. (1989) menciona que muitas organizações públicas e privadas incorporaram vigorosamente os modelos de otimização no gerenciamento dos sistemas reservatório através do uso de sistemas de suporte à decisão. A incorporação da otimização nos sistemas de suporte a decisão reduziu a resistência ao seu uso devido a troca da ênfase na otimização como sendo uma ferramenta controlada pelos gerentes dos sistemas de reservatórios que carregam a responsabilidade do sucesso ou fracasso do sistema em alcançar os objetivos prescritos. Isto mudou o foco para prover suporte

aos operadores e gerentes dos sistemas, ao invés de autorizar ou habilitar programadores e modeladores de maneira excessiva.

Larson et al. (1998) desenvolveu um modelo de otimização incorporado em um sistema de suporte a decisão baseado em uma rede de fluxo para bacias fluviais e denominado “MODSIM”, que está sendo usado atualmente pelo “U. S. Bureau of Reclamation” para o planejamento da operação na parte superior da Bacia do Rio “Snake”, em Idaho. A interface gráfica para o usuário baseada no sistema computacional “Windows” (“Grafic User Interface - GUI”) presente no “MODSIM” permite o usuário criar qualquer topologia de sistema de reservatório simplesmente acionando na tela do computador os vários ícones e colocando os componentes do sistema em qualquer configuração desejada. As estruturas de dados incorporadas em cada tipo de componente colocado na tela do computador são controladas por um sistema gerenciador de banco de dados, com arquivos de dados formatados interativamente e um modelo de otimização por rede de fluxo é automaticamente executado a partir da interface. Os resultados da otimização são apresentados em gráficos, ou em relatórios padronizados disponibilizados através da linguagem de programação presente no “MODSIM”. As restrições de maior complexidade para a otimização, que não são pertinentes ao modelo de redes de fluxo, são incorporadas através de um procedimento interativo que usa a linguagem de programação “PERL” também incluída no sistema.

Zagona et al. (1998) desenvolveu outro sistema de funcionalidade similar segundo o conceito de Sistema de Suporte a Decisão (“DSS” – Decision Support System) com uma função objetivo embutida no modelo de programação, denominado “RiverWare”. O “RiverWare” tem sido aplicado com sucesso no sistema reservatório do TVA (Tennessee Valley Authority) para planejamento da operação.

Segundo Munevar e Chung (1999), apesar da falta de uma interface gráfica para o usuário baseada no “Windows”, o sistema “CALSIM”, foi desenvolvido pelo Departamento de Recursos Hídricos da Califórnia para permitir a especificação dos objetivos e das restrições no planejamento estratégico e operação de sistemas de reservatórios sem a necessidade de fazer a reprogramação do modelo. Similar ao uso

da linguagem de programação “PERL” no “MODSIM”, o “CALSIM” emprega uma linguagem de programação desenvolvida especificamente para esta finalidade baseada no idioma inglês chamada “WRESL” (Water Resources Engineering Simulation Language) para permitir aos operadores dos sistemas reservatório a especificação (na forma de “marcadores”) dos objetivos, normas, restrições, e prioridades associadas, de uma maneira que seja familiar a eles. Um arquivo no formato de texto simples, juntamente com as séries temporais e outras informações lidas na base de dados relacionais, é passado para um “solver” de programação linear inteira mista para a solução período a período.

O modelo “CALSIM II”, usado para a operação coordenada do “Federal Central Valley” e do “California State Water Projects”, troca os modelos “DWRSIM” e “PROSIM” que requeriam reprogramação quando novos objetivos e restrições eram especificados.

O “OASIS” (HidroLogies, Inc.) é um pacote similar ao “CALSIM” que usa uma “Linguagem de Controle de Operações” para o desenvolvimento dos modelos de programação linear para análises multiobjetivo em sistemas de recursos hídricos.

A enorme quantidade de informações prontamente disponíveis na Internet fez crescer a disponibilidade de métodos avançados de otimização, e permitiu livre acesso a programas e dados para implementações de sucesso. Muitos pacotes de poderosos programas de otimização estão disponíveis na Internet, como o da “Optimization Technology Center (NorthWestern University and Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois)” no endereço <<http://www.mcs.anl.gov/otc/otc.html>>. Adicionalmente, muitos pacotes de programas de planilhas disponíveis em computadores portáteis incluem rotinas de resolução de programação linear e não linear em seus conjuntos de ferramentas padrão.

Labadie (1999) desenvolveu o pacote generalizado de programação dinâmica “CSUDP” que facilita o uso de modelos de programação dinâmica, evitando a necessidade de desenvolver novo código de programação para cada aplicação. O

programa “CSUDP” é livre e pode ser obtido no endereço <ftp://modsim.engr.colorstate.edu/distrib/>.

Barbosa (1990) propôs metodologia de suporte à decisão para a operação de um sistema de reservatórios com estrutura multiobjetivo. Os modelos apresentados tinham natureza otimizante e empregavam algoritmo de programação linear por partes através da técnica de fluxo de redes. Foram testados com sucesso para o sistema de reservatórios da bacia do rio Paranapanema, na época, de propriedade da CESP.

Francato e Barbosa (1997) apresentaram um modelo de otimização para a operação de sistemas hidroelétricos, constituído por um algoritmo de programação linear, o qual era acionado na forma de iterações sucessivas, de tal forma a contornar as não linearidades presentes no problema. O modelo foi testado no sistema de reservatórios dos rios Paranaíba, Paranapanema e Grande, todos na região sudeste brasileira.

Braga, Barbosa, e Barros (1998), apresentaram um sistema computacional de apoio ao planejamento da operação de sistemas hidroelétricos, denominado “SISCOM”, com interface computacional amigável com o usuário. Era usada uma combinação de programação linear e programação dinâmica, tendo como característica a tomada de decisão para o período “i+1” dependente do conhecimento da decisão do período “i”.

Francato, A.L. e Soliani, R. (2000) desenvolveram um modelo de programação não-linear para o tratamento da operação de reservatórios com finalidade de geração hidroelétrica do sub-sistema da bacia do rio Paranaíba onde a função objetivo empregada no modelo foi a minimização dos vertimentos.

Cicogna e Soares (2003) apresentaram um sistema computacional de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, denominado HydroLab, com interface gráfica amigável, que possibilitava o estudo da otimização utilizando metodologia baseada em algoritmos de fluxo de rede não linear com arcos capacitados.

O poder de processamento e a velocidade dos modernos computadores portáteis tem reduzido o grau de simplificações e aproximações que eram requeridos no passado nos modelos de otimização de sistemas de reservatórios, e abriram a porta para uma modelagem de otimização de grande realismo. A importância do administrador de sistema sobre o modelo é também enfatizada com a incorporação de sistemas inteligentes baseados no conhecimento para dentro da modelagem de sistemas de reservatórios os quais reconhecem o valor da intuição e da experiência dos operadores dos sistemas de reservatórios. Apesar destes avanços, a otimização de um sistema integrado de reservatórios ainda continua sendo uma tarefa desafiadora, particularmente com os esforços em incorporar realisticamente as incertezas hidrológicas.

## **2.3. O PROBLEMA DA OTIMIZAÇÃO DE UM “SISTEMA RESERVATÓRIO”**

### **2.3.1. FUNÇÃO OBJETIVO**

De acordo com a “ASCE - American Society of Civil Engineering Task Committee Sustainability Criteria (1998)”, “Sistemas de Recursos Hídricos Sustentáveis são aqueles designados e gerenciados para contribuírem integralmente com os objetivos da sociedade, agora e no futuro, enquanto estiverem mantendo suas integridades ecológicas, de meio ambiente e hidrológicas.” As funções objetivo usadas nos modelos de otimização do sistema reservatório poderiam incorporar medidas como eficiência (i.e., maximização do bem-estar presente e futuro), sobrevivência (i.e., garantindo que o bem-estar futuro seja melhor que os mínimos níveis para a subsistência), e sustentabilidade (i.e., maximização acumulada das melhorias continuamente).

Palmer (2000) declara que a estratégia dos modelos com visão compartilhada é vantajosa para aumentar a comunicação entre agentes conseguindo consenso para os objetivos de planejamento e operação.

Uma função objetivo generalizada para a otimização determinística de um sistema reservatório pode ser expressa como

$$\max (\text{or min}) \sum_{t=1}^T \alpha_t f_t(\mathbf{s}_t, \mathbf{r}_t) + \alpha_{T+1} * \varphi_{T+1}(\mathbf{S}_{T+1}) \quad (1)$$

onde

$\mathbf{r}_t$  = conjunto de controle n-dimensional das variáveis de decisão (i.e., versões de “n” reservatórios interconectados) durante o período “t”;

T = duração do horizonte operacional temporal;

$\mathbf{S}_t$  = vetor n-dimensional de armazenamento de cada reservatório no início do período “t”;

$f_t(\mathbf{s}_t, \mathbf{r}_t)$  = objetivo a ser maximizado (ou minimizado);

$\varphi_{T+1}(\mathbf{S}_{T+1})$  = termo final representando os futuros benefícios (ou custos) após o horizonte de tempo “T”; e

$\alpha$  = fator de desconto para calcular o valor presente dos benefícios futuros (ou custos).

Loucks (2000) expressou que “as medições da sustentabilidade fornecem formas pelas quais nós podemos quantificar os níveis relativos de sustentabilidade...”

Uma maneira é expressar os níveis de sustentabilidade como separadas combinações ponderadas de índices multicriteriais de confiabilidade, resiliência e vulnerabilidade que contribuam para o bem-estar humano e que variem através do tempo e espaço. Estes critérios podem ser econômicos, de meio-ambiente, ecológicos e sociais.” Afirmou ainda que a natureza dinâmica deste problema reflete a necessidade de representar uma incerteza futura para o gerenciamento dos recursos hídricos sustentáveis; i.e., “... um futuro que nós não podemos conhecer, mas que com certeza nós podemos influenciar”.

O intervalo de tempo “t” usado nesta formulação pode ser horas, dias, semanas, meses, ou até estações, dependendo da natureza e do escopo do problema de otimização do sistema reservatório.

Becker e Yeh (1974) afirmam que estratégias hierárquicas podem também ser usadas, por meio das quais estudos de longo termo mensais ou sazonais forneçam dados de entrada para uma operação mais detalhada de curto prazo em períodos de tempo diários ou horários.

A função objetivo pode ser não linear, como a maximização da geração de energia hidrelétrica

$$f_t(s_t, r_t) = \sum_{i=1}^n K \cdot e_i(s_{it}, s_{i,t+1}, r_{it}) \cdot \bar{h}_{it}(s_{it}, s_{i,t+1}) \cdot r_{it} \cdot \Delta t_{it} \quad (2)$$

onde

$e_i$  = eficiência geral da usina de força do reservatório “i” como uma função da queda média e da vazão no período “t”;

$\bar{h}_{it}$  = queda média como função do nível de armazenamento inicial e final (calculado a partir do balanço de massa no reservatório ou do sistema de equações dinâmicas), assim como possibilita a inclusão dos efeitos do caudal na vazão;

$K$  = unidade do fator de conversão; e

$\Delta t_{it}$  = número de horas de pico relacionadas ao fator carregado para a usina de força “i”.

Segundo Tauxe et al. (1980), esta função é altamente não-convexa caracterizada por muitos pontos de máxima locais, e pode ser descontínua e não diferenciável se forem consideradas as turbinas da usina de força individualmente.

Outras funções objetivos relacionadas à vulnerabilidade criterial podem empenhar-se na minimização do desvio de uma meta ideal do nível de armazenamento, distribuição de água para abastecimento, vazões ou capacidade de geração. Se os benefícios e custos econômicos estimados são disponíveis para estes usos, então o objetivo pode ser a maximização do total de benefícios esperados na rede pela operação do sistema, mas considerando a sustentabilidade de longo-prazo.

### 2.3.2. RESTRIÇÕES

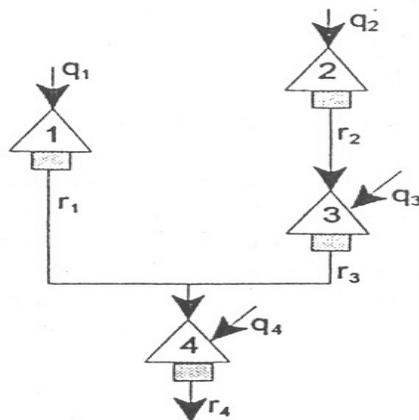


Figura 2.1 - Topologia simplificada de um sistema reservatório

A conectividade espacial da rede de reservatórios é perfeitamente caracterizada pela matriz de roteamento ou conectividade “**C**”. Para o exemplo de sistema reservatório da Figura 2.1, a matriz de conectividade ou matriz de roteamento é

$$\mathbf{C} = \begin{matrix} & -1 & 0 & 0 & 0 \\ & 0 & -1 & 0 & 0 \\ & 0 & +1 & -1 & 0 \\ +1 & 0 & +1 & -1 & \end{matrix}$$

Cada elemento (i,,j) desta matriz indica a contribuição do fluxo do reservatório (j) para o reservatório (i), podendo assumir valores 0 ou 1. Nela podemos observar por exemplo que o elemento (4,1) é igual a 1, indicando que a contribuição do fluxo do reservatório (1) é igual a 1 (100%) para o reservatório (4).

Nós de variáveis de estado adicionais com capacidade de armazenagem igual a zero podem representar locais onde a vazão incremental afluente ocorre sem capacidade de armazenagem.

Para sistemas com configuração mais complexas como sistemas bifurcantes e reservatórios sem escoamento, é necessária uma matriz de roteamento ou conectividade “**C**” mais complexa.

As dinâmicas do sistema ou equações de estado espaciais são escritas conforme segue, baseadas na preservação da conservação da massa através do sistema:

$$s_{j,t+1} = s_{j,t} + q_{j,t} - l_{j,t} - d_{j,t} + \sum_{k=1}^n C_{j,k} \times ( \text{turb}_{k,t} + \text{vert}_{k,t} ) \quad (3)$$

(para t=1,...,T)

onde

$n$  = ordem da matriz de roteamento ou conectividade

$S_{j,t}$  = armazenamento no reservatório “j” início do tempo “t”;

$q_{j,t}$  = vazão incremental afluyente no reservatório “j” durante o período “t”;

$I_{j,t}$  = evaporação, e outras perdas durante o período “t”;

$d_{j,t}$  = demandas requeridas, desvios, ou deplecionamentos do sistema no reservatório “j” durante o período “t”. Em algumas formulações estas demandas são tratadas como variáveis de decisão e incluídas na função objetivo como benefícios relacionados ao suprimento de água.

O cálculo preciso da evaporação e outras perdas d’água no termo  $I_{j,t}$  cria um conjunto de equações implícitas não-lineares que pode ser difícil de avaliar e constitui um conjunto factível não-convexo.

Os valores iniciais de armazenamento  $S_{j,1}$  são assumidos como conhecidos e todas as unidades de vazão incremental afluyente na equação (3) são expressas em unidades de armazenamento por unidade de tempo.

Valores máximos e mínimos de armazenamento podem ser explicitados para uso recreacional, provimento de espaço para o controle de cheias, e determinação de valores mínimos para o “volume morto” na operação da usina de força.

$$S_{j,t+1,\min} \leq S_{j,t+1} \leq S_{j,t+1,\max} \quad (\text{para } t=1,\dots,T) \quad (4)$$

As liberações no reservatório “j” para jusante durante o período “t” são explicitadas como

$$r_{j,t} = ( \text{turb}_{j,t} + \text{vert}_{j,t} )$$

onde

$$r_{j,t,\text{min}} \leq r_{j,t} \leq r_{j,t,\text{máx}} \quad (\text{para } t=1,\dots,T) \quad (5)$$

Estes limites garantem um vazão mínima à jusante para controlar a qualidade da água e para a manutenção dos peixes e da vida selvagem, assim como uma proteção contra inundações à jusante. Em alguns casos, pode ser necessária a especificação destes limites como função primária onde as descargas permitidas dependam dos níveis de armazenamento dos reservatórios. Restrições adicionais podem ser impostas quando da alteração das liberações para jusante de um período para o próximo, para prover proteção contra a excessiva velocidade no canal do rio a jusante.

Quando estiverem sendo avaliadas séries históricas de de vazões afluentes de longo termo ou séries geradas sinteticamente, ou múltiplas séries de curto termo, podem aparecer dificuldades em encontrar soluções factíveis que satisfaçam estas restrições. Nestes casos, pode ser necessário o relaxamento destas restrições explícitas e considerá-las de forma indireta através do uso de pesos, penalizando os termos que violarem estas restrições na função objetivo.

Outras restrições podem representar objetivos alternativos que precisem ser mantidos para os níveis desejados da meta (“ $\epsilon$ ”):

$$\bar{f}(s,r) \geq \epsilon \quad (6)$$

Exemplos de metas poderiam incluir necessidades de abastecimento anuais de água ou a manutenção de capacidade de geração de energia.

Segundo Cohon (1978) estas metas podem ser ajustados parametricamente para computar as relações entre o objetivo principal da Equação (1) e os objetivos secundários como meios para prover soluções multi-objetivos.

O modelo de otimização definido nas Equações (1) a (6) é um desafio para resolução pois é dinâmico, potencialmente não-linear, não-convexo e de grande escala.

Adicionalmente, vazões incrementais irregulares de afluência, índices de evaporação na rede, parâmetros hidrológicos, demandas do sistema e parâmetros econômicos em geral poderiam ser tratados como variáveis randômicas, fazendo crescer para um problema de otimização complexo, de grande-escala, não-linear e estocástico.

Nesta formulação, foi assumido que a calibração e os estudos de verificação foram realizados para assegurar que o modelo é capaz de reproduzir razoavelmente a produção histórica de energia, os níveis de armazenamento, e as vazões através do sistema.

### **3. METODOLOGIA**

#### **3.1. DESCRIÇÃO DO MODELO**

A formulação estudada destina-se ao planejamento de médio prazo, com intervalo de discretização mensal e horizonte de planejamento bi-anual. As decisões básicas se relacionam a:

- a) geração mensal de energia elétrica;
- b) níveis de armazenamentos nos reservatórios do sistema durante o horizonte de planejamento.

As funções objetivo aplicadas na metodologia desenvolvida foram:

- a) Maximização da mínima energia gerada;
- b) Maximização dos níveis de armazenamentos nos reservatórios;

O arcabouço teórico utilizado pelo sistema é constituído por técnicas da Otimização Não Linear, devido à principal função objetivo do sistema ser a da produção de energia elétrica, função de não linearidade das variáveis envolvidas, assim como os volumes dos reservatórios.

O modelo proposto faz a otimização de forma global para todo o horizonte de planejamento, usando uma rotina de programação que determina as descargas a serem liberadas a cada mês e os consequentes armazenamentos resultantes no fim de cada mês. Durante o horizonte de planejamento, a função objetivo visa minimizar a perda de energia potencial resultante de qualquer política de liberação. As restrições são as usuais adotadas na operação de reservatórios, com as variáveis descargas turbinadas e descargas vertidas, através de um procedimento iterativo. Diversas relações entre as variáveis do problema de planejamento apresentado têm natureza não-linear com as vazões turbinadas, ou, com os volumes armazenados. É o caso da produtividade que é função da queda líquida no período e, portanto, não é uma grandeza linear.

Apresenta-se a seguir, exemplos típicos de equações consideradas no problema, que permite uma análise mais clara dos aspectos envolvidos.

### 3.1.1. DESCRIÇÃO DAS VARIÁVEIS

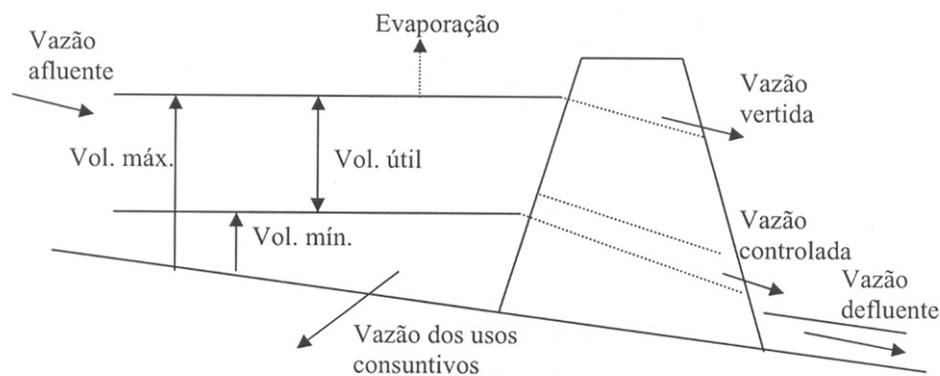


Figura 3.1 – Corte esquemático de um reservatório

Em cada reservatório admite-se duas variáveis de decisão: a vazão mensal turbinada e a vazão mensal vertida. As restrições são agrupadas em oito categorias principais, as quais são apresentadas adiante; primeiramente faz-se uma descrição das variáveis.

JJ:	Índice referente ao mês;
JS:	Índice referente à usina;
N:	Número total de aproveitamentos ativos;
DEP(JS):	Máximo deplecionamento aceitável no reservatório JS, dado como uma fração do volume útil do reservatório;
ENERGY(JJ):	Requisito de energia mensal (MW médios), valor contratado pela empresa;
FSM(JJ):	Fator de correção de unidade para o mês JJ;
GAMA:	Tolerância;
HYDRO(JS,JJ):	Volume de água em $\text{hm}^3$ afluente ao reservatório JS, no mês JJ;
HL:	Queda líquida na usina JS, em metros, no período JJ;
HZT:	Horizonte de planejamento em meses;
POWER(JS,JJ):	Potência da usina JS, em MW, no período JJ;
PRT(JS,JJ):	Produtibilidade do aproveitamento JS, no mês JJ;
PRTesp(JS):	Produtibilidade específica ( $\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}/\text{m}$ ) da usina JS;
QT(JS,JJ):	Volume de água turbinada no mês JJ, no aproveitamento JS;
QTMONT(JS,JJ):	Volume de água turbinada no mês JJ, no aproveitamento a montante de JS;
QV(JS,JJ):	Volume de água vertida no mês JJ, no aproveitamento JS;
QVMONT(JS,JJ):	Volume de água vertida no mês JJ, no aproveitamento a montante de JS;
UMAX(JS,JJ):	Engolimento máximo em $\text{m}^3/\text{s}$ do aproveitamento JS no mês JJ;
UMIN(JS,JJ):	Vazão turbinada mínima em $\text{m}^3/\text{s}$ no mês JJ para funcionamento das turbinas no aproveitamento JS;

VIN(JS):	Volume de água em hm <sup>3</sup> armazenado no reservatório JS, no início do período de planejamento;
VMAX(JS,JJ):	Volume máximo operacional no reservatório JS, no mês JJ;
VMIN(JS,JJ):	Volume mínimo operacional no reservatório JS, no mês JJ;
VW(JS,JJ):	Volume de água em hm <sup>3</sup> evaporado no mês JJ;

### 3.1.2. CÁLCULO DA POTÊNCIA DAS USINAS HIDROELÉTRICAS

A potência gerada numa usina hidroelétrica é função da vazão turbinada e da altura de queda, a qual, por sua vez é uma função não linear do volume armazenado e da vazão efluente. Segundo Fortunato (1990), em estudos de longo prazo, normalmente os rendimentos da turbina e do gerador são considerados constantes e iguais a valores médios. O setor elétrico brasileiro usa uma metodologia diferente para efetuar o cálculo da potência produzida em uma usina hidroelétrica, com base no parâmetro definido como produtividade específica, característica de cada usina. Assim, a potência da usina em cada um dos períodos JJ será calculada por:

$$\text{POWER(JS,JJ)} = \text{PRTesp(JS)} \times \text{HL(JS,JJ)} \times \text{QT(JS,JJ)} \dots\dots\dots (7)$$

A produtividade, que é a produção (MW) de cada m<sup>3</sup>/s turbinado, é calculada em função da produtividade específica através de:

$$\text{PRT(JS,JJ)} = \text{PRTesp(JS)} \times \text{HL(JS,JJ)} \dots\dots\dots (8)$$

### 3.1.3. EQUAÇÕES DE RESTRIÇÃO

#### 3.1.3.1. ATENDIMENTO ENERGÉTICO

As restrições de atendimento energético em cada um dos períodos JJ estabelecem a satisfação dos requisitos totais de energia do sistema.

$$\sum_{JS=1}^N (PRT(JS, JJ) \times QT(JS, JJ)) \geq ENERGY(JJ) \times FSM(JJ) \dots\dots\dots (9)$$

para JJ = 1, HZT;

### 3.1.3.2. CAPACIDADE DE GERAÇÃO DA USINA

As restrições de capacidade de geração apresentam limites máximos de geração elétrica em cada usina.

$$PRT(JS, JJ) \times QT(JS, JJ) \leq POWER(JS) \dots\dots\dots (10)$$

para JS = 1, N; JJ = 1, HZT;

### 3.1.3.3. VOLUME MÍNIMO

As restrições de volume mínimo apresentam os limites inferiores para os armazenamentos nos reservatórios. Os valores do primeiro membro da inequação são incrementados num somatório a cada mês JJ. O segundo membro é igual ao volume mínimo no reservatório JS em cada um dos períodos JJ.

$$VIN(JS) + \sum_{JJ=1}^{HZT} HIDRO(JS, JJ) - \sum_{JJ=1}^{HZT} VW(JS, JJ) + \sum_{JJ=1}^{HZT} QTMONT(JS, JJ) + \sum_{JJ=1}^{HZT} QVMONT(JS, JJ)$$

$$- \sum_{JJ=1}^{HZZ} QT(JS, JJ) - \sum_{JJ=1}^{HZZ} QV(JS, JJ) \geq VMIN(JS, JJ) \dots\dots\dots(11)$$

para JS = 1,N; JJ = 1,HZZ;

### 3.1.3.4. VOLUME MÁXIMO

As restrições de volume máximo apresentam os limites superiores para os armazenamentos nos reservatórios. Os valores do primeiro membro da inequação são incrementados num somatório a cada mês JJ. O segundo membro é igual ao volume máximo no reservatório JS em cada um dos períodos JJ, variando de acordo com os volumes de espera definidos pelos operadores e agencias oficiais.

$$VIN(JS) + \sum_{JJ=1}^{HZZ} HIDRO(JS, JJ) - \sum_{JJ=1}^{HZZ} VW(JS, JJ) + \sum_{JJ=1}^{HZZ} QTMONT(JS, JJ) + \sum_{JJ=1}^{HZZ} QVMONT(JS, JJ) - \sum_{JJ=1}^{HZZ} QT(JS, JJ) - \sum_{JJ=1}^{HZZ} QV(JS, JJ) \leq VMAX(JS, JJ) \dots\dots\dots(12)$$

para JS = 1,N; JJ = 1,HZZ;

### 3.1.3.5. ENGOLIMENTO MÁXIMO

As restrições de engolimento máximo estabelecem limites de engolimento para as turbinas, sendo uma restrição tipicamente hidráulica.

$$QT(JS,JJ) \leq UMAX(JS,JJ) \times FSM(JJ) \dots\dots\dots (13)$$

para JS = 1,N; JJ = 1,HZT;

### 3.1.3.6. GERAÇÃO MÍNIMA

As restrições de geração mínima estabelecem a vazão turbinada mínima para funcionamento das turbinas, ou seja é uma restrição que impõe uma condição de natureza eletromecânica.

$$QT(JS,JJ) \geq UMIN(JS,JJ) \times FSM(JJ) \dots\dots\dots (14)$$

para JS = 1,N; JJ = 1,HZT;

### 3.1.3.7. MÁXIMA VARIAÇÃO DE VOLUME ÚTIL

As restrições de máxima variação de volume útil definem o máximo deplecionamento mensal operativo aceitável no reservatório.

$$HIDRO(JS,JJ) - VW(JS,JJ) + QTMONT(JS,JJ) + QVMONT(JS,JJ) - QT(JS,JJ) - QV(JS,JJ) \leq DEP(JS) \dots\dots\dots(15)$$

para JS = 1,N; JJ = 1,HZT;

### 3.1.3.8. RECUPERAÇÃO DO ESTADO INICIAL (OPCIONAL)

Esta restrição é estabelecida para que no final do horizonte de planejamento o sistema apresente as mesmas condições iniciais, ou outra qualquer definida pelo usuário, possibilidade esta oferecida pela ferramenta, na tela apropriada para entrada destes valores, visando garantir a continuidade da operação em períodos subsequentes:

$$\begin{aligned}
 & \text{VIN(JS)} + \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{HIDRO(JS, JJ)} - \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{VW(JS, JJ)} \\
 & + \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{QTMONT(JS, JJ)} + \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{QVMONT(JS, JJ)} \\
 & - \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{QT(JS, JJ)} - \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{QV(JS, JJ)} \geq (1 - \text{GAMA}) \times \text{VIN(JS)} \dots\dots\dots(16)
 \end{aligned}$$

para JS = 1,N;

$$\begin{aligned}
 & \text{VIN(JS)} + \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{HIDRO(JS, JJ)} - \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{VW(JS, JJ)} \\
 & + \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{QTMONT(JS, JJ)} + \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{QVMONT(JS, JJ)} \\
 & - \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{QT(JS, JJ)} - \sum_{\text{JJ}=1}^{\text{HZT}} \text{QV(JS, JJ)} \leq (1 + \text{GAMA}) \times \text{VIN(JS)} \dots\dots\dots(17)
 \end{aligned}$$

para JS = 1,N;

## 4. ESTUDO DE CASO

### 4.1. ORGANIZAÇÃO DOS DADOS FÍSICOS

Foram organizados e inseridos em arquivos gravados (padrão ASCII) os principais dados físicos de cinco Usinas da Bacia do Tietê (Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava), três Usinas da Bacia do Rio Pardo (Caconde, Euclides da Cunha e Limoeiro), além de uma no Rio Grande (Água Vermelha) e uma no Rio Mogi-Guaçu (Mogi-Guaçu), todas pertencentes à mesma geradora AES Tietê. Eles serão utilizados nos modelos de otimização em elaboração. São eles:

- \* Produtibilidade específica de cada usina (MW/m<sup>3</sup>/s.m)
- \* Coeficientes dos Polinômios Cota x Volume
- \* Coeficientes dos Polinômios Cota x Vazão nos canais de fuga
- \* Coeficientes para o cálculo percentual das perdas de carga nos condutos forçados
- \* Valores de perda de carga (constante) nos condutos forçados
- \* Valores dos Deplecionamentos máximos nos reservatórios
- \* Potência máxima de cada usina
- \* Vazão mínima turbinada a cada usina
- \* Vazão máxima turbinada a cada usina

- \* Volume mínimo permitido a cada reservatório
- \* Volume máximo permitido a cada reservatório
- \* Afluência natural aos reservatórios para as series hidrológicas

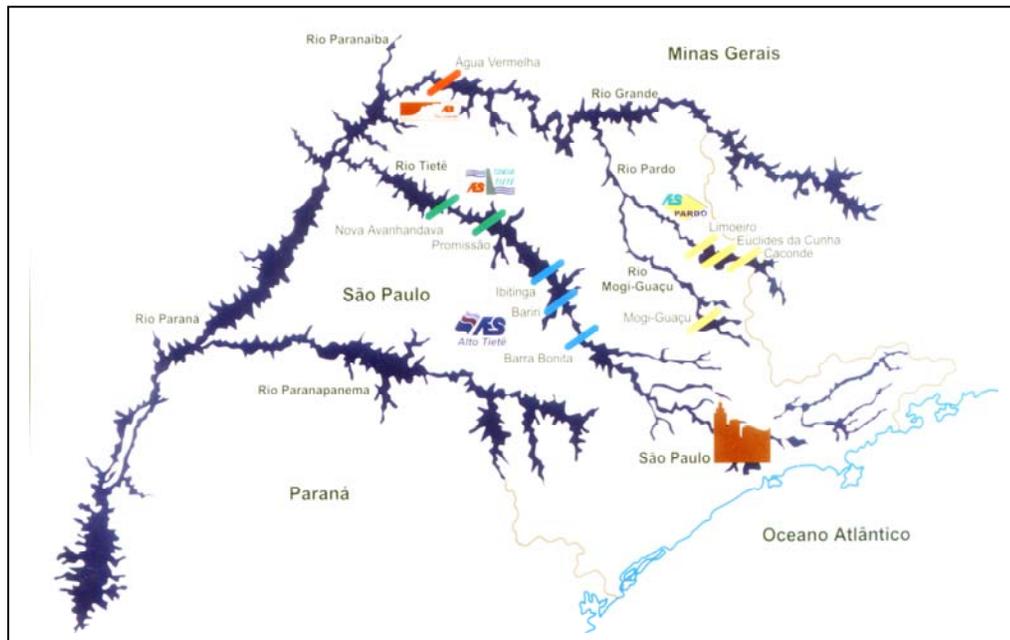


Figura 4.1 – Planta de localização das usinas do estudo de caso

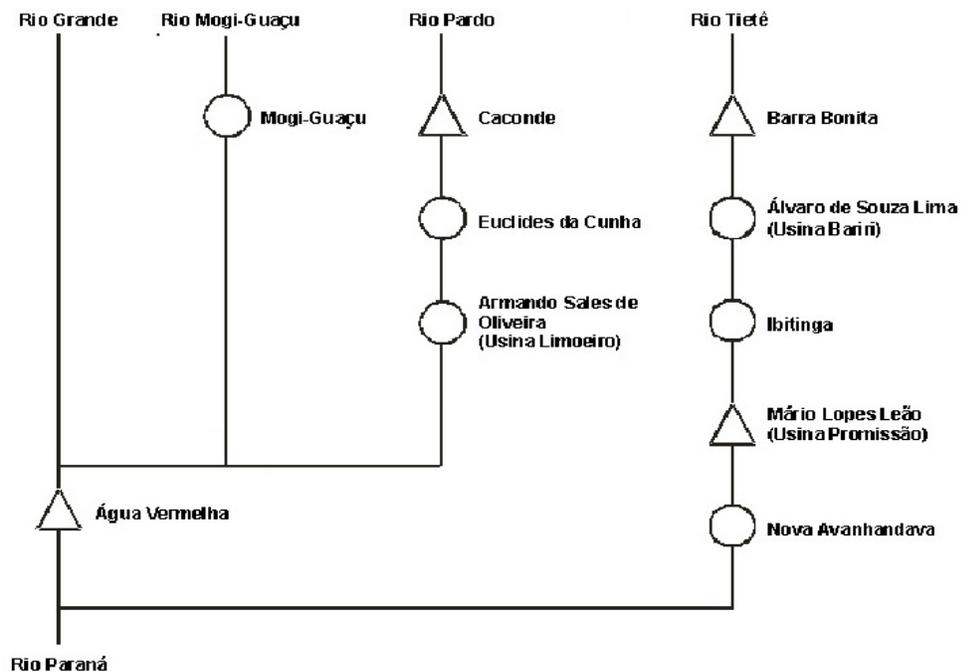


Figura 4.2 – Topologia simplificada do estudo de caso

Tabela 4.1 – Principais dados físicos das usinas do estudo de caso

Usina	Volume do Reservatório [hm <sup>3</sup> ]		Potência [MW]		Vazão Turbinada [m <sup>3</sup> /s]	
	Vmin	Vmáx	Pmin	Pmáx	Qmin	Qmáx
Barra Bonita	569	3135	36	140	76	757,8
A.S.Lima (Bariri)	544	544	46	144	86	772,3
Ibitinga	985	985	53	132	115	705,2
Promissão	5280	7408	95	264	158	1294,4
Nova Avanhandava	2700	2700	141	303	200	1248,0
Caconde	51	555	28	80	12	93,9
Euclides da Cunha	14	14	40	108	4	147,2
A.S.Oliveira (Limoeiro)	25	25	10	32	1	179,0

Os reservatórios de Água Vermelha e Mogi-Guaçu ficam compreendidos entre outros reservatórios de outros agentes geradores, dificultando suas autonomias de operação, atuando então como entrada para a modelagem de otimização.

## 4.2. DESENVOLVIMENTO DA INTERFACE

Foi desenvolvido um ambiente computacional amigável (em linguagem visual), compatível com as facilidades e dispositivos de segurança do sistema operacional MS-Windows®, que possibilita ao usuário final do sistema, de forma fácil e simples as seguintes operações:

- a introdução dos dados de estado dos reservatórios (níveis d'água de montante e do canal de fuga)
- a escolha dos cenários hidrológicos a serem utilizados no processamento
- a definição dos volumes mínimos de água nos reservatórios ao final do período
- a definição das funções objetivo a serem utilizadas e suas respectivas ponderações
- o processamento propriamente dito do modelo de otimização
- a análise dos dados resultantes do processamento do modelo de otimização, em forma gráfica amigável e em relatório impresso.



Figura 4.3 – Tela inicial da ferramenta em desenvolvimento

A tela inicial apresenta as diferentes definições necessárias para a obtenção do resultado ótimo final.

Obrigatoriamente, a primeira tela a ser trabalhada é a “Estado Atual”, sendo bloqueado o acesso às outras opções sem que tenha passado antes por esta.

Assim sendo, a definição da “Data Atual” (mês e ano) prepara o sistema para montagem da hidrologia mensal e do número de horas de cada mês para uso nas equações do balanço hídrico.



**Universidade Estadual de Campinas**  
Estado de São Paulo  
Brasil

### Volume atual (Nível d'Água) dos Reservatórios Sistemas de Usinas Hidroelétricas AES

Usar dados da última Otimização      Usar dados importados do sistema AES

**Data Atual**  
Mes:  Ano:

	N.A. Montante	% do VUJ	Vazão	N.A. Jusante	Queda Bruta
1. Barra Bonita (BAB)	433.97	0.00	500.00	427.03	6.94
2. Bariri (BAR)	427.50	100.0	600.00	404.71	22.79
3. Ibitinga (IBI)	404.00	100.0	700.00	381.87	22.13
4. Promissão (PRO)	365.35	0.00	800.00	356.50	8.85
5. Nova Avanhandava (NAV)	358.00	100.0	900.00	325.36	32.64
6. Caconde (CAC)	816.97	0.00	90.00	750.98	65.98
7. Euclides da Cunha (EUC)	665.00	100.0	120.00	573.83	91.16
8. Limoeiro (LIM)	573.00	100.0	150.00	547.11	25.89
9. Água Vermelha					
10. Mogi-Guaçu					

Figura 4.4 – Tela da opção “Estado Inicial”

Os campos em cinza não podem ser editados, quer por serem apenas informativos ou por serem reservatórios a fio d'água no intervalo de médio prazo.

As usinas de Água Vermelha e Mogi-Guaçu não estão incluídas no modelo de otimização, tendo tratamento apenas nos parâmetros iniciais, pois a gerencia da operação delas pela AES-Tietê é praticamente nula já que existem tanto a montante como a jusante outros reservatórios de outras operadoras energéticas.

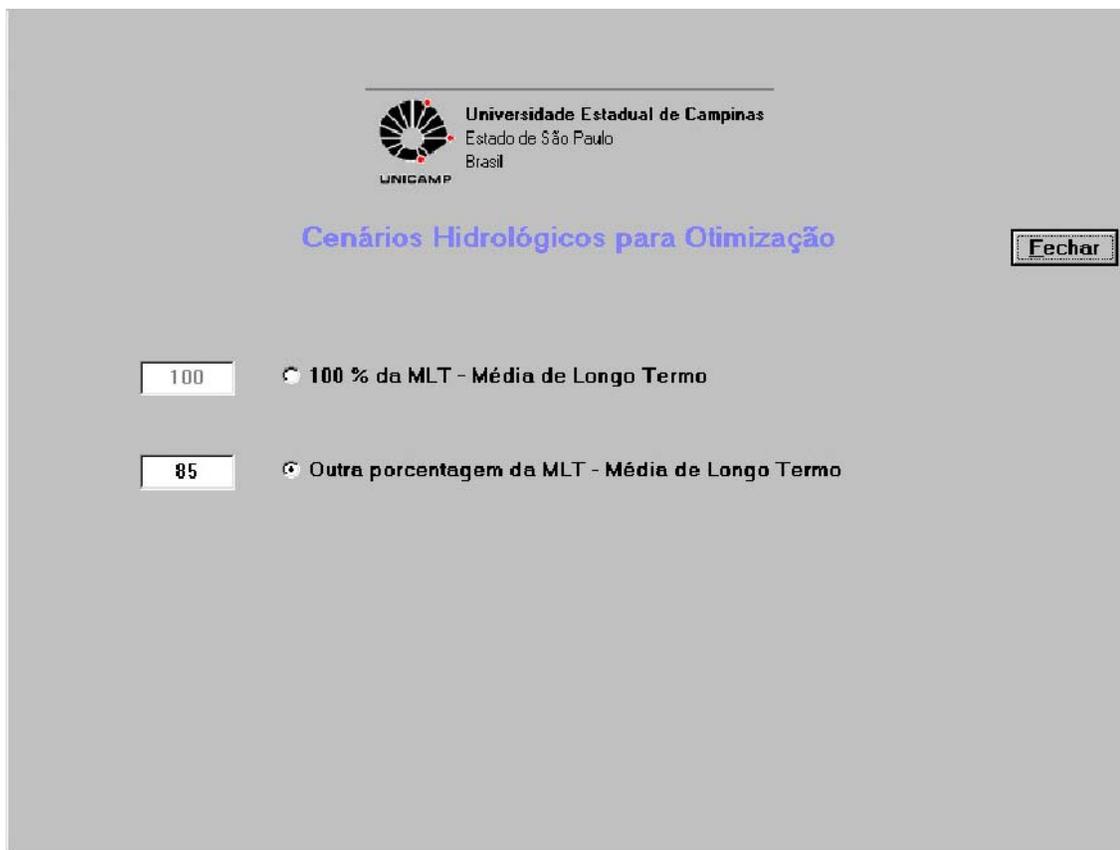


Figura 4.5 – Tela da opção “Cenário Hidrológico”

Na hidrologia a opção é por trabalhar com a média de longo termo ou uma porcentagem da mesma, como tem sido a prática do setor elétrico brasileiro.



**Universidade Estadual de Campinas**  
Estado de São Paulo  
Brasil

### Volumes Mínimos Desejados dos Reservatórios do Sistema AES ao Final do Período

Fechar

	% do VU ao final	N.A. Montante
1. Barra Bonita (BAB)	<input type="text" value="90"/>	<input type="text" value="450.43"/>
2. Bariri (BAR)	<input type="text" value="100.00"/>	<input type="text" value="427.50"/>
3. Ibitinga (IBI)	<input type="text" value="100.00"/>	<input type="text" value="404.00"/>
4. Promissão (PRO)	<input type="text" value="80"/>	<input type="text" value="381.07"/>
5. Nova Avanhandava (NAV)	<input type="text" value="100.00"/>	<input type="text" value="358.00"/>
6. Caconde (CAC)	<input type="text" value="70"/>	<input type="text" value="848.90"/>
7. Euclides da Cunha (EUC)	<input type="text" value="100.00"/>	<input type="text" value="665.00"/>
8. Limoeiro (LIM)	<input type="text" value="100.00"/>	<input type="text" value="573.00"/>
9. Água Vermelha	<input type="text"/>	<input type="text"/>
10. Mogi-Guaçu	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Figura 4.6 – Tela da opção “Volumes Finais”

Os volumes de armazenamento mínimos desejados ao final do horizonte são indicados pelo usuário na forma de porcentagem do volume do reservatório, sendo esta informação automaticamente transformada em nível d’água de montante conforme polinômio cota-volume de cada reservatório.

Universidade Estadual de Campinas  
Estado de São Paulo  
Brasil

**Funções-Objetivo a Serem Incluídas, e Definição dos Respetivos Coeficientes de Ponderação**

Fechar

Coeficiente de Ponderação em %

F01 - Maximizar a mínima energia mensal gerada

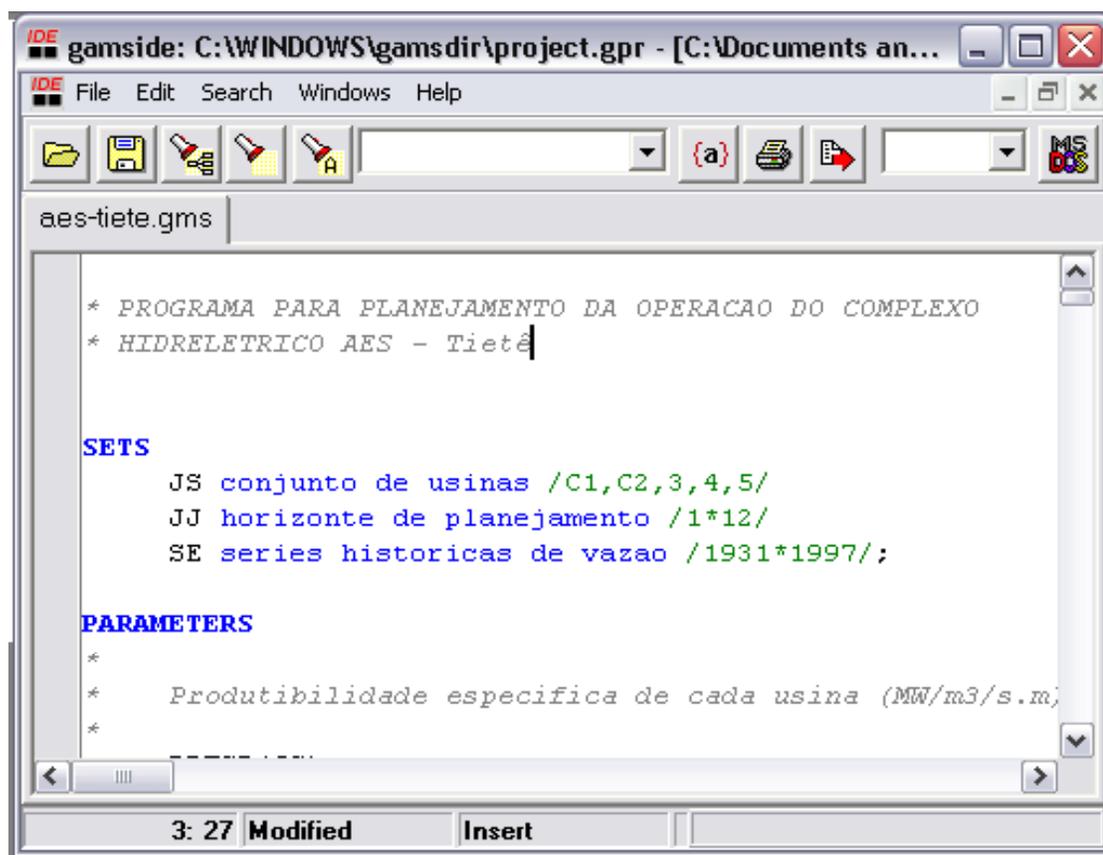
F02 - Maximizar os níveis de armazenamento nos reservatórios

Figura 4.7 – Tela da opção “Função Objetivo”

Nesta tela o usuário escolhe qual a função objetivo a ser utilizada no processo de otimização, podendo também combinar duas delas usando coeficientes de ponderação para cada uma delas.

Com a introdução dos dados físicos das usinas e dos reservatórios, com as preferências definidas pelo usuário e com as informações das variáveis de estado lançadas, é montado automaticamente (na linguagem estruturada GAMS) o arquivo de comandos usado como entrada pelo algoritmo de otimização não linear “MINOS” e iniciada o processamento da otimização propriamente dita. Conforme as funções objetivo e o cenário hidrológico escolhidos e o estado inicial do sistema, pode haver maior ou menor tempo de processamento para a determinação da solução final (se houver factibilidade).

O processamento da otimização tem uma tela com a seguinte aparência:



```
* PROGRAMA PARA PLANEJAMENTO DA OPERACAO DO COMPLEXO
* HIDRELETRICO AES - Tietê

SETS
  JS conjunto de usinas /C1,C2,3,4,5/
  JJ horizonte de planejamento /1*12/
  SE series historicas de vazao /1931*1997/;

PARAMETERS
*
*   Produtibilidade especifica de cada usina (MW/m3/s.m)
*
```

Figura 4.8 – Tela característica da linguagem “GAMS” - opção “Otimizar”

## **5. RESULTADOS E DISCUSSÃO**

### **5.1. EXEMPLO DE UM PROCESSAMENTO DE OTIMIZAÇÃO**

Após o término de um processamento de otimização propriamente dita, e a consequente determinação da solução ótima, são também produzidas automaticamente as telas que traduzem as informações numéricas da otimização para o formato de gráficos multi-coloridos, cada um deles podendo ser visualizado individualmente, conforme telas exemplo a seguir:

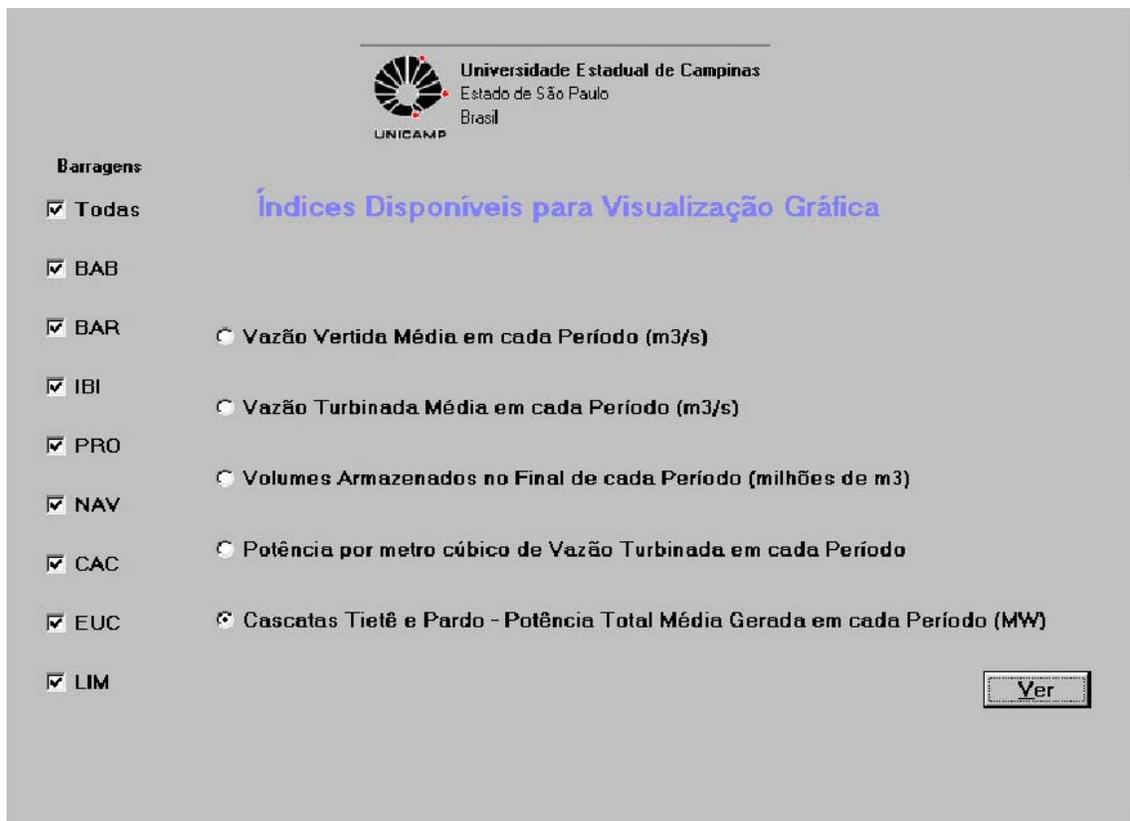


Figura 5.1 – Tela da opção “Resultados”

Nota-se a possibilidade de visualização dos resultados para somente um reservatório em particular ou para todos juntos no mesmo gráfico

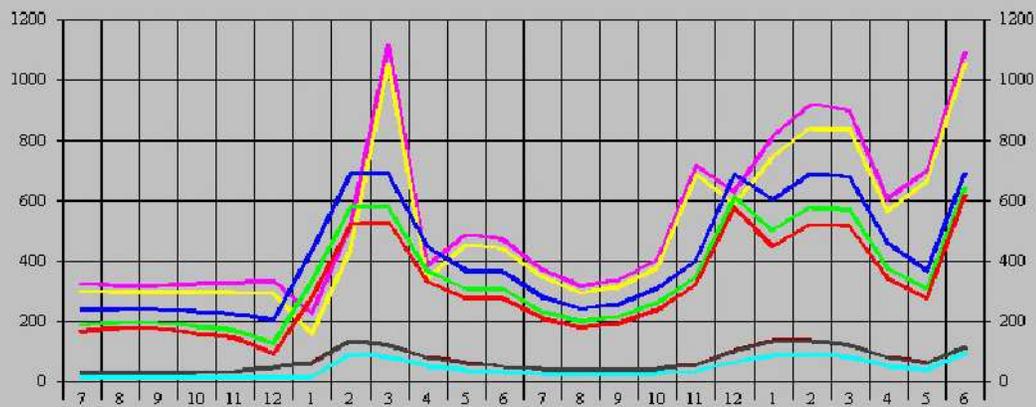


Universidade Estadual de Campinas  
Estado de São Paulo  
Brasil

### Vazão Turbinada Média em cada Período (m<sup>3</sup>/s)

85 % MLT - Função Objetivo: Maximizar os níveis de armazenamento nos reservatórios

— BAB — BAR — IBI — PRO — NAV — CAC — EUC — LIM



Fechar

Figura 5.2 – Tela da opção “Resultados” – “Vazão Turbinada”

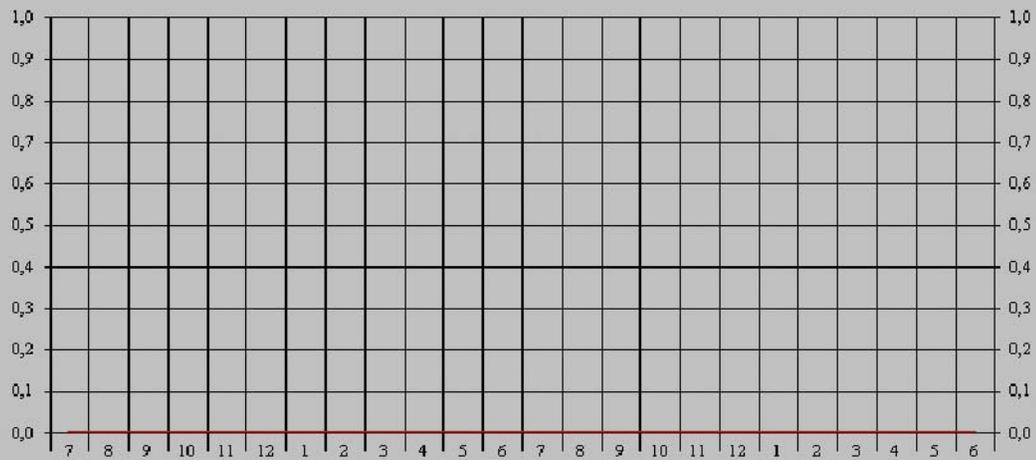
Como um primeiro exemplo de resultados, apresenta-se na figura 5.2, para o horizonte de 24 meses (início no mês “7” - jul/2005 e fim no mês “6” - jun/2007), as vazões turbinadas encontradas na solução ótima apresentada pelo modelo, priorizando o armazenamento de água, conforme definido na Figura 9 – Tela da opção “Função Objetivo”.



Universidade Estadual de Campinas  
Estado de São Paulo  
Brasil

### Vazão Vertida Média em cada Período (m<sup>3</sup>/s)

85 % MLT - Função Objetivo: Maximizar os níveis de armazenamento nos reservatórios



Fechar

Figura 5.3 – Tela da opção “Resultados” – “Vazão Vertida”

Pode-se verificar que não ocorreram vertimentos, evidenciando eficiência na solução ótima apresentada pelo modelo, priorizando o armazenamento de água.

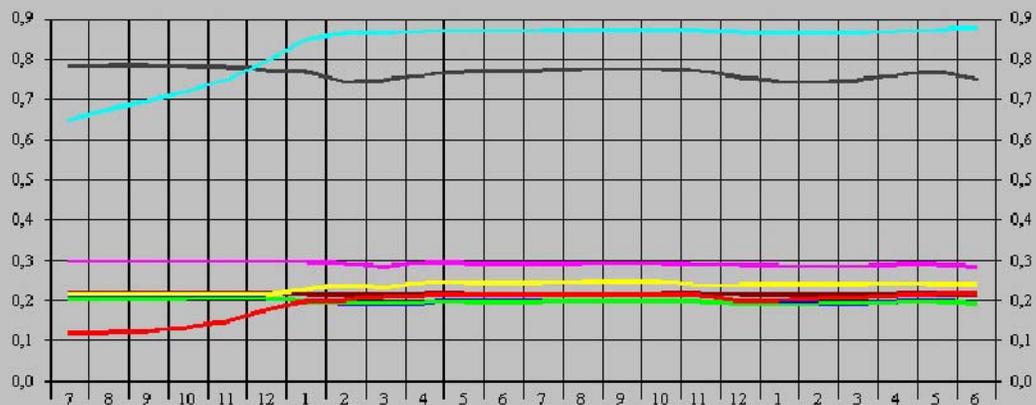


Universidade Estadual de Campinas  
Estado de São Paulo  
Brasil

### Potência por metro cúbico de Vazão Turbinada em cada Período

85 % MLT - Função Objetivo: Maximizar os níveis de armazenamento nos reservatórios

— BAB — BAR — IBI — PRO — NAV — CAC — EUC — LIM



Fechar

Figura 5.4 – Tela da opção “Resultados” – “Potência por metro cúbico”

Observou-se que os valores das “produtibilidades” dos reservatórios que tem volume de regularização, por terem iniciado o primeiro mês com baixo volume armazenado, tiveram gradativamente aumentos mês a mês devido ao progressivo aumento nos volumes armazenados, que acarretaram maiores quedas líquidas, aumentando assim as “produtibilidades”, como visto na equação (8).

Nas usinas a fio d’água, as “produtibilidades” não sofrem grandes alterações pois os volumes pouco variam, sofrendo apenas o efeito da variação do nível do canal de fuga devido às variações das vazões.

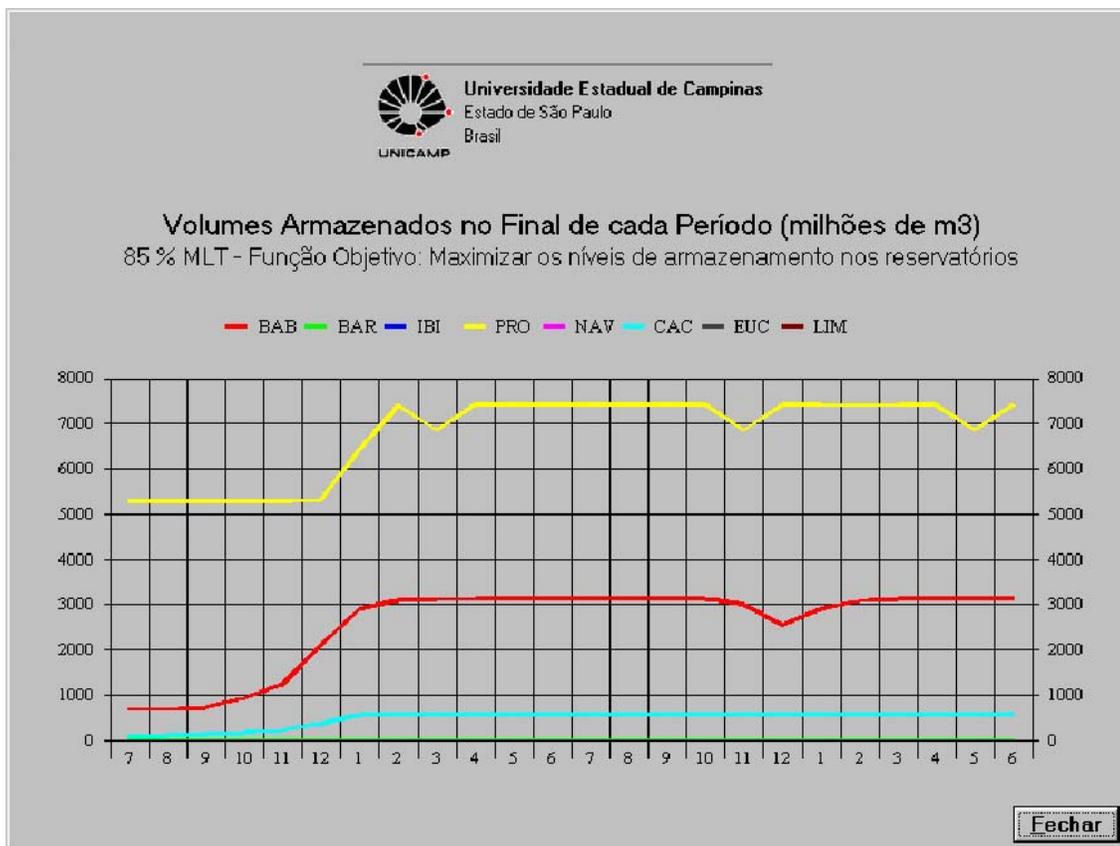


Figura 5.5 – Tela da opção “Resultados” – “Volumes Finais”

Observa-se que somente foram inseridos no gráfico os volumes referentes às usinas Barra Bonita, Promissão e Caconde, pois as demais são consideradas a fio d’água, não apresentando valores consideráveis de armazenamento.

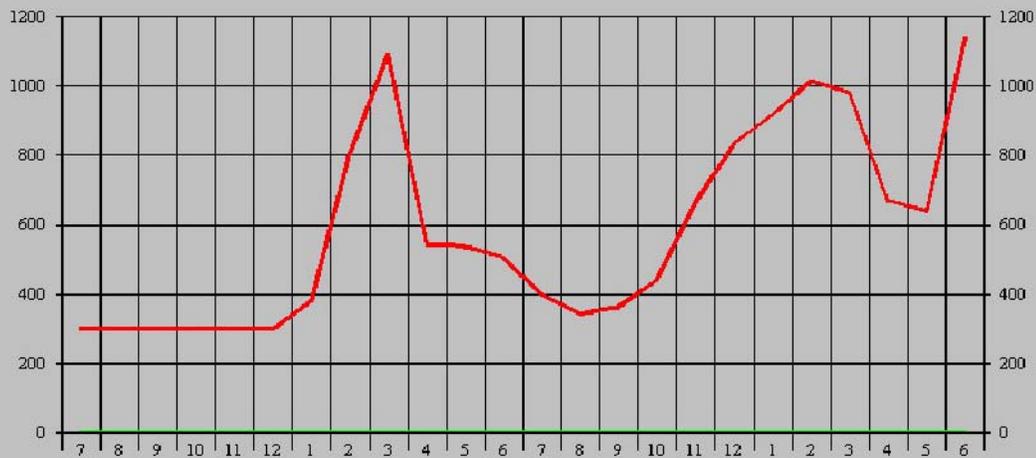
Percebe-se que houve uma recuperação nos volumes ao final do horizonte para alcançar os valores definidos na opção “Volumes Finais” do “Menu” do programa.



Universidade Estadual de Campinas  
Estado de São Paulo  
Brasil

### Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)

85 % MLT - Função Objetivo: Maximizar os níveis de armazenamento nos reservatórios



Fechar

Figura 5.6 – Tela da opção “Resultados” – “Potência total gerada”

Percebe-se que a geração ao longo do horizonte apresentou grande amplitude, começando no mês “7” (julho de 2005) com o valor de 300 MW-mês que é mantido até o mês “12” (dezembro de 2005), e chegando a 1100 MW-mês no mês “3” (março de 2006). Isto está completamente de acordo com a função objetivo selecionada que para este processamento foi a maximização dos níveis de armazenamento dos reservatórios do sistema, cujos valores podem ser visualizados na Figura 4.7.

## **5.2. OPERAÇÃO EXPERIMENTAL DO SISTEMA POR 12 (DOZE) MESES**

Para ter-se uma avaliação da potencialidade e da facilidade do uso desta ferramenta de suporte à decisão, foi planejada a operação virtual do sistema de reservatórios por um período de doze meses.

Como regra operacional, a cada mês, a otimização será processada com um cenário hidrológico futuro mensal igual a Média de Longo Termo – MLP multiplicada por um coeficiente correspondente ao percentual observado nas afluições do mês imediatamente anterior em relação à mesma MLP.

Como Estado Final foi definido para cada um dos doze processamentos mensais de otimização que os Volumes de Armazenamento nos reservatórios tivessem os mesmos valores que os Volumes Iniciais do mês corrente (retorno às condições iniciais).

A função objetivo usada nos doze processamentos mensais de otimização foi a que buscava a Maximização da Mínima Energia Gerada.

Para cada um dos doze meses da operação, partindo-se então do seu estado inicial do sistema, da previsão do cenário hidrológico futuro (baseada na hidrologia ocorrida no mês anterior), do estado final desejado, da função-objetivo escolhida e de todas as demais restrições intrínsecas ao sistema dos reservatórios para cada mês em particular, é então processada a otimização da Operação do Sistema para aquele mês.

Escolhido como período interessante para o experimento, partiu-se da condição hipotética de que todos os reservatórios estavam cheios no início do período da seca (01 de maio) do ano de 1999.

O sistema foi então operado virtualmente por doze meses consecutivos, fazendo-se o processamento da otimização sempre no primeiro dia do mês.

As vazões turbinadas obtidas na otimização foram então fixadas como meta de vazões turbinadas para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras.

Com a introdução da ocorrência hidrológica real observada a cada mês corrente, foi necessário em algumas situações, um ajuste para menor na vazão turbinada programada, quando as vazões turbinadas definidas não foram possíveis de serem alcançadas em razão da hidrologia real observada ter sido menor que a prevista, não proporcionando assim as condições físicas para o turbinamento previsto (volume mínimo obrigatório em cada uma das usinas).

Apenas para acompanhamento do experimento, foi preparada uma planilha para cada otimização mensal, na forma de tabela, facilitando a visualização dos resultados de cada uma das doze otimizações mensais e os respectivos balanços hídricos do sistema (tabelas 5.1 a 5.12).

Nestas tabelas são exibidos os resultados das doze operações de otimização realizadas, suas recomendações de turbinamento, os ajustes efetuados nestes turbinamentos, as potências mensais programadas e as realmente alcançadas devido a estes ajustes.

Em seguida a cada uma das tabelas temos alguns dos correspondentes gráficos produzidos automaticamente pela ferramenta, a saber, o que mostra as potências totais programadas para todo o horizonte de planejamento futuro (24 meses), e em seguida o que mostra os correspondentes volumes de armazenamento para o mesmo período. Os outros gráficos (vazões vertidas, vazões turbinadas e produtibilidades) estão disponíveis nos Anexos deste trabalho.

Na segunda linha da coluna número “8” das referidas tabelas (5.1 a 5.36), temos o número de dias do mês corrente para o cálculo do balanço hídrico.

Na segunda linha da coluna número “16” das referidas tabelas (5.1 a 5.36), temos o fator multiplicador da hidrologia deste mês, usado para a otimização (para o primeiro mês é igual a 111, ou seja 111% da MLT).

Na coluna “1” estão os nomes abreviados das usinas componentes do sistema de reservatórios em estudo.

Nas colunas “2” e “3” estão as restrições intrínsecas ao sistema de reservatórios no que se refere aos volumes mínimos e máximos para cada reservatório para o mês em questão. Estes volumes são definidos pelos operadores do sistema e fazem parte das equações internas da modelagem de otimização.

Nas colunas “4”, “5” e “6” estão os dados referentes ao estado inicial do sistema para cada um dos meses.

Na coluna “7” estão os índices de produtividade virtual real médio de cada usina para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras.

Nas colunas “8”, “9” e “10” estão os dados referentes ao estado final do sistema para cada um dos meses.

Na coluna “12” estão as vazões turbinadas virtuais reais executadas na usina de montante para o mês corrente, e na coluna “13” estão as vazões vertidas virtuais reais observadas para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras.

Na coluna “14” estão as vazões incrementais da MLT para o mês corrente, e na coluna “15” estão as vazões incrementais reais ocorridas para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras.

Na coluna “16” estão as vazões turbinadas recomendadas resultadas da otimização. Estas foram então fixadas como meta de vazões turbinadas para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras.

Na coluna “17” estão as vazões turbinadas virtuais reais ajustadas (ou não) para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras.

Na coluna “18” estão as as variações de volumes d’água entrando no reservatório (na forma de vazões mês) para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras. Se as usinas forem à fio-d’água, sem volume de reservação, este volume, se positivo, será vertido, e se negativo, diminuirá a vazão de turbinamento programada pela otimização.

Na coluna “19” estão as restrições intrínsecas ao sistema de reservatórios no que se refere outras variações de volumes consuntivos (na forma de vazões mês) para cada reservatório para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras. Estes volumes são definidos pelos operadores do sistema e fazem parte das equações internas da modelagem de otimização.

Na coluna “20” estão as vazões vertidas virtuais reais para o mês em questão para cada uma das usinas geradoras.

As tabelas mostram também a passagem dos estados finais do mês anterior para os estados iniciais do mês corrente.

Tabela 5.1 – Volumes – 1º mês da operação - Maio de 1999

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	05 00	05 00	05 00	05 00	05 00	05 00	31	05 00	05 00
BAB	569	3135	451,37	3135	100,00	0,211	3.020	451,02	96,33
BAR	544	544		544	100,00	0,195	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,198	985		100,00
PRO	5280	7408	384,00	7408	100,00	0,242	7.408	384,00	100,00
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,289	2.700		100,00
CAC	51	555	855,12	555	100,00	0,869	518	853,82	93,24
EUC	14	14		14	100,00	0,760	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,216	25		100,00

Tabela 5.2 - Vazões – 1º mês da operação - Maio de 1999

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	05 00	05 00	05 00	05 00	111	05 00	05 00	05 00	05 00
BAB	0	0	321	361	404	404	-43	0	0
BAR	404	0	43	70	452	452	22	0	22
IBI	452	22	86	111	548	548	37	0	37
PRO	548	37	98	120	656	656	49	0	49
NAV	656	49	36	54	696	696	63	0	63
CAC	0	0	44	34	48	48	-14	0	0
EUC	48	0	27	17	78	65	0	0	0
LMO	65	0	1	1	79	66	0	0	0

Tabela 5.3 - Potencias – 1º mês da operação - Maio de 1999

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	85	85
BAR	88	88
IBI	109	109
PRO	159	159
NAV	201	201
CAC	42	42
EUC	59	49
LMO	17	14
<b>Total</b>	<b>760</b>	<b>747</b>

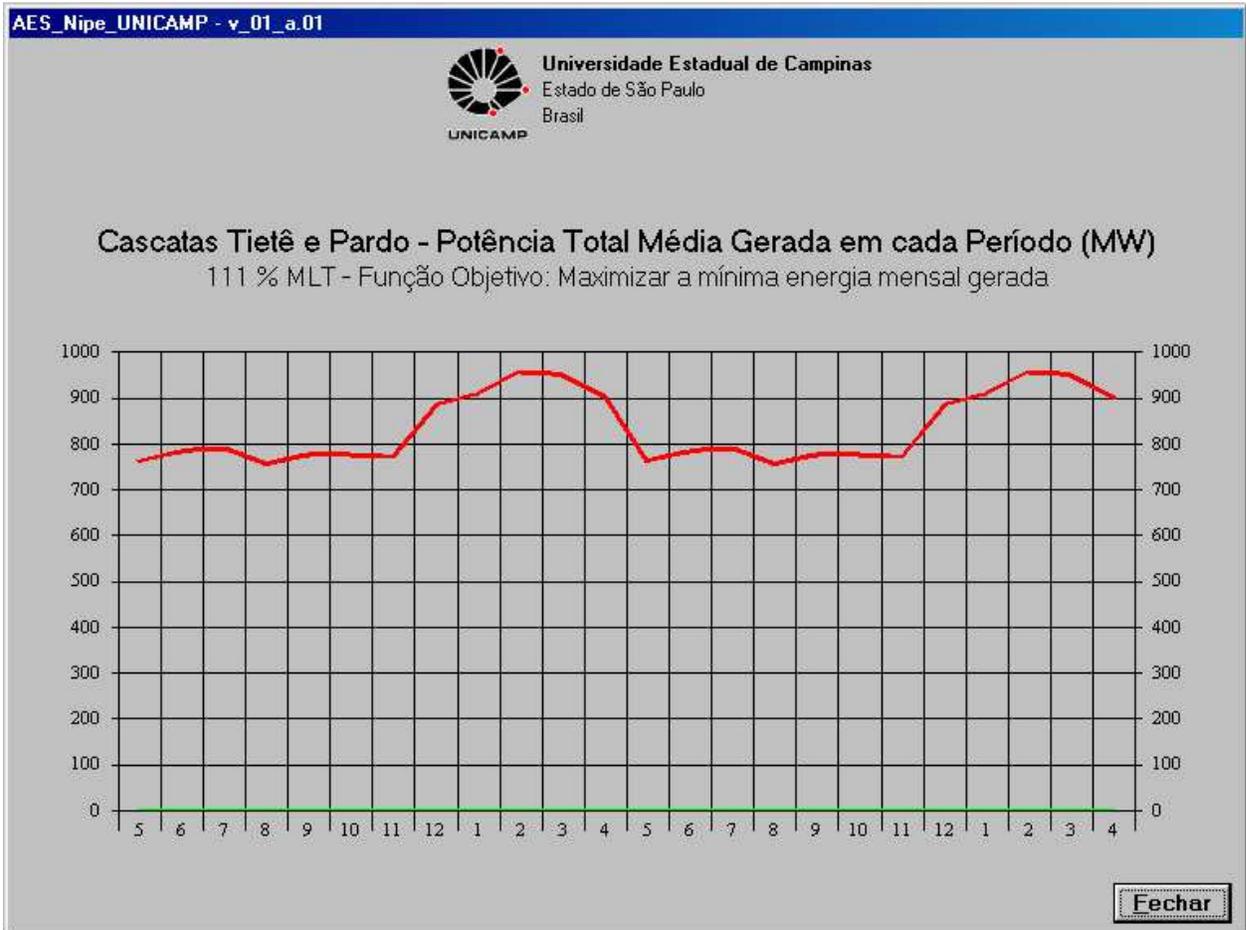


Figura 5.7 – 1º mês da operação - Maio de 1999 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

O primeiro processo de otimização da operação para o sistema de reservatórios, partindo de uma situação hipotética de que todos estejam completamente cheios, e baseado na hidrologia real observada no mês anterior igual a 111% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 760 MW mês para o mês corrente “5” ou seja Maio de 1999, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.7, com grande excesso no período de Dezembro a Abril.



Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)  
111 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada

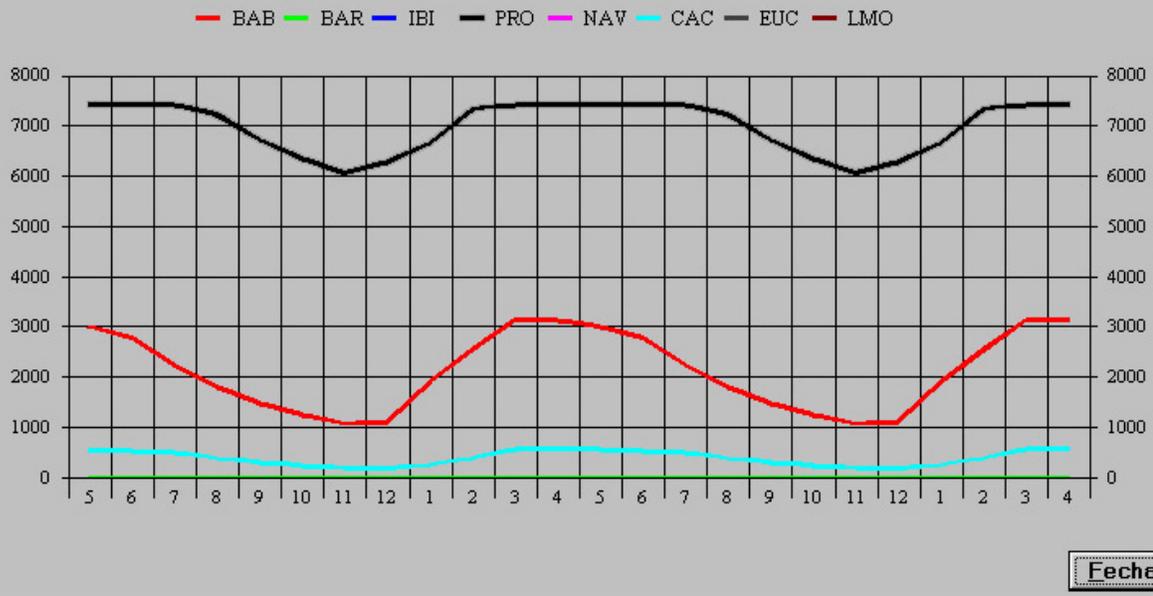


Figura 5.8 – 1<sup>o</sup> mês da operação - Maio de 1999 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.8, salientando-se que para o mês corrente (“5”) está previsto um pequeno esvaziamento nos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 4% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 7% no de Caconde no Rio Pardo, conforme coluna 10 da tabela 5.1. Nota-se que o processo prevê esvaziamentos e recuperações não síncronas.

Tabela 5.4 - Volumes – 2º mês da operação - Junho de 1999

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	06 99	06 99	06 99	06 99	06 99	06 99	30	06 99	06 99
BAB	569	3135	451,02	3020	96,33	0,206	2.888	450,63	92,11
BAR	544	544		544	100,00	0,211	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,197	985		100,00
PRO	5280	7408	384,00	7408	100,00	0,242	7.408	384,00	100,00
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,288	2.700		100,00
CAC	51	555	853,82	518	93,24	0,858	486	852,69	87,64
EUC	14	14		14	100,00	0,763	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,216	25		100,00

Tabela 5.4 - Vazões – 2º mês da operação - Junho de 1999

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	06 99	06 99	06 99	06 99	112	06 99	06 99	06 99	06 99
BAB	0	0	318	397	448	448	-51	0	0
BAR	448	0	43	66	496	496	18	0	18
IBI	496	18	81	121	587	587	48	0	48
PRO	587	48	91	131	688	688	78	0	78
NAV	688	78	35	38	728	728	76	0	76
CAC	0	0	36	31	43	43	-12	0	0
EUC	43	0	23	17	69	60	0	0	0
LMO	60	0	1	1	70	61	0	0	0

Tabela 5.6 - Potencias – 2º mês da operação - Junho de 1999

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	92	92
BAR	105	105
IBI	116	116
PRO	166	166
NAV	210	210
CAC	37	37
EUC	53	46
LMO	15	13
<b>Total</b>	<b>793</b>	<b>785</b>

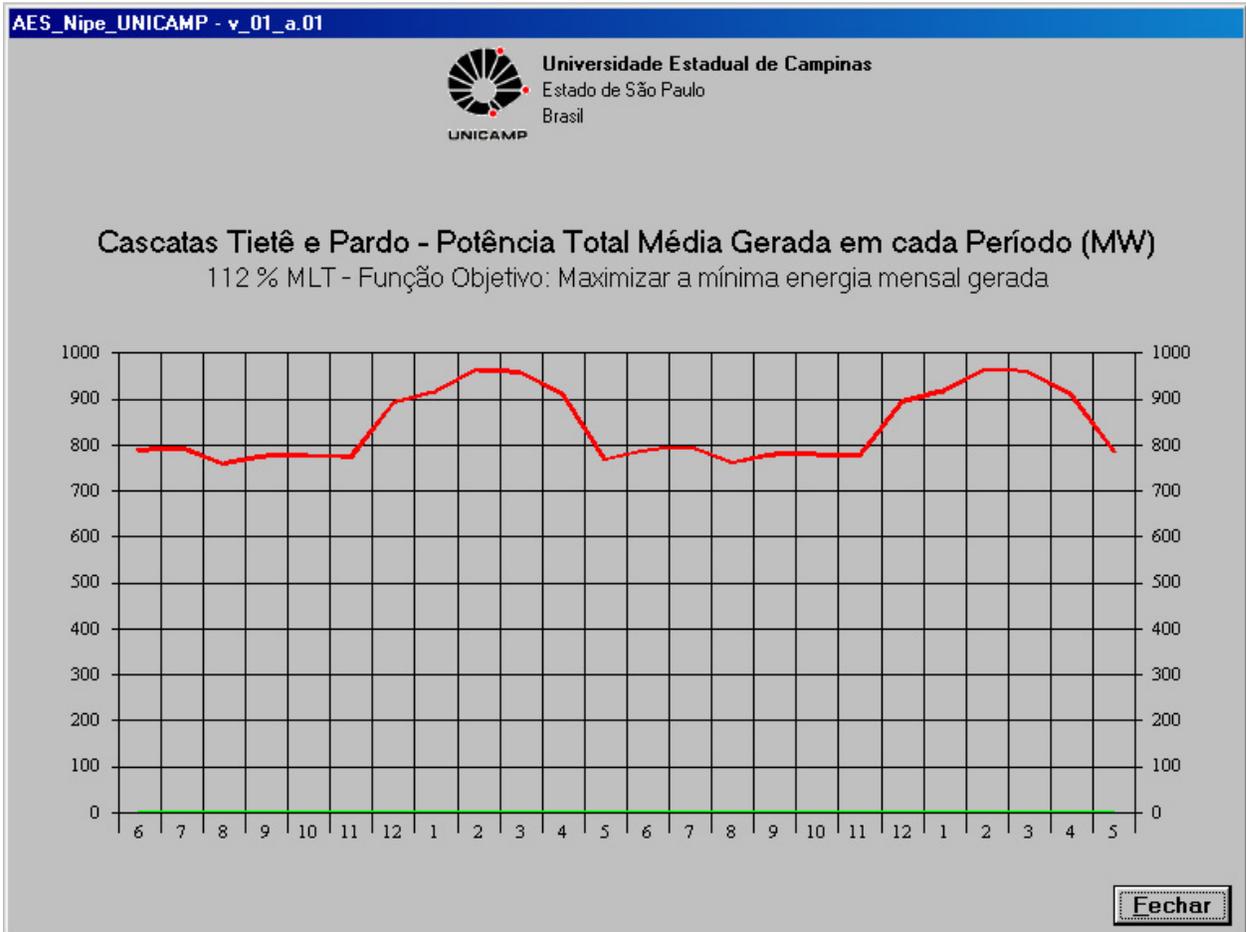


Figura 5.9 – 2º mês da operação - Junho de 1999 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

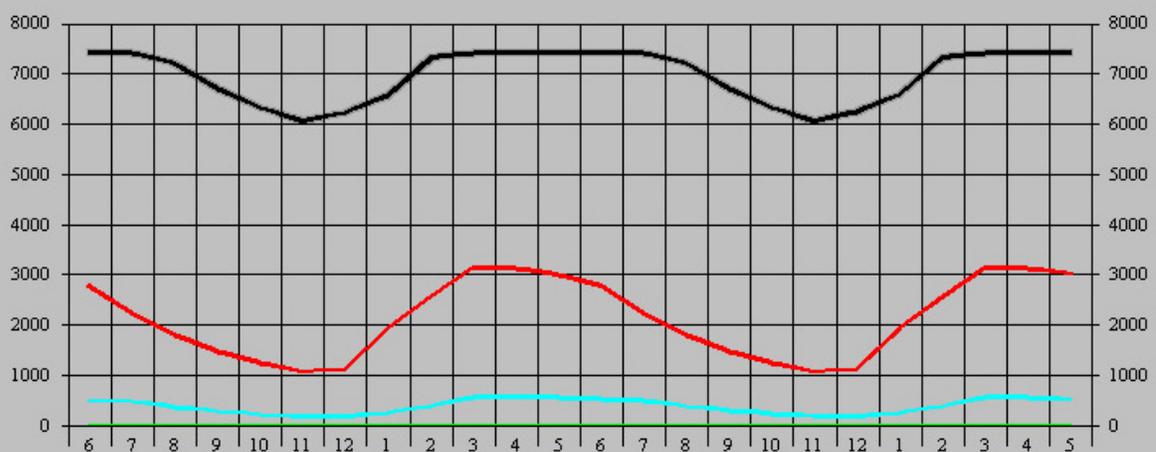
Passado o primeiro mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o segundo mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 112% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 793 MW mês para o mês corrente “6” ou seja Junho de 1999, maior que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.9, continuando a expectativa de grande excesso no período de Dezembro a Abril.



### Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)

112 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada

— BAB — BAR — IBI — PRO — NAV — CAC — EUC — LMO



Fechar

Figura 5.10 – 2<sup>o</sup> mês da operação - Junho de 1999 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.10, salientando-se que para o mês corrente (“6”) continua previsto um pequeno esvaziamento nos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 4% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 6% no de Caconde no Rio Pardo, conforme coluna 10 da tabela 5.4. Nota-se que o processo continua prevendo esvaziamentos e recuperações não síncronas.

Tabela 5.7 - Volumes – 3º mês da operação - Julho de 1999

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	07 99	07 99	07 99	07 99	07 99	07 99	31	07 99	07 99
BAB	569	3135	450,63	2888	92,11	0,196	2.280	448,68	72,72
BAR	544	544		544	100,00	0,193	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,195	985		100,00
PRO	5280	7408	384,00	7408	100,00	0,241	7.408	384,00	100,00
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,287	2.700		100,00
CAC	51	555	852,69	486	87,64	0,840	406	849,60	73,16
EUC	14	14		14	100,00	0,760	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,216	25		100,00

Tabela 5.8 - Vazões – 3º mês da operação - Julho de 1999

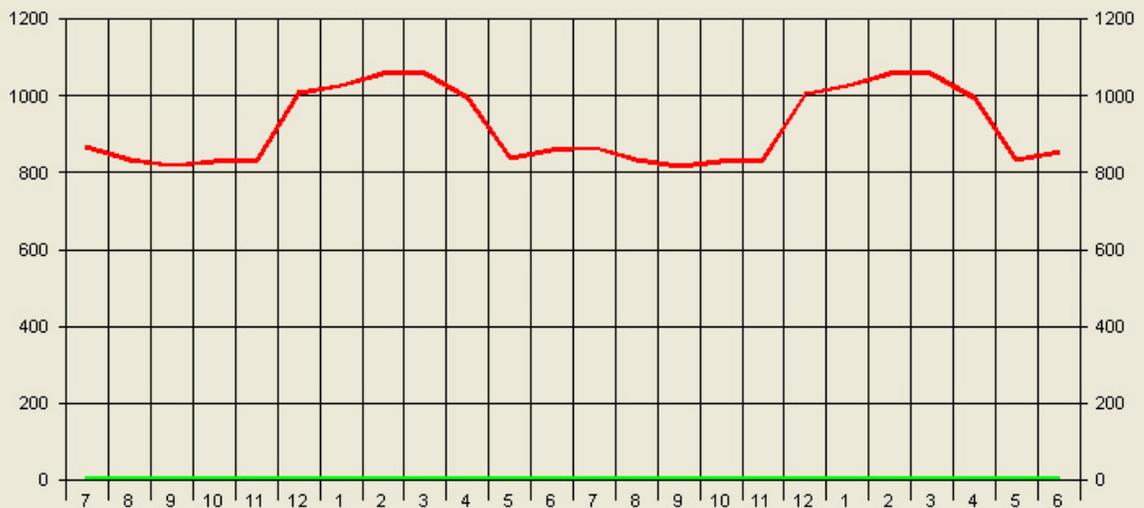
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	07 99	07 99	07 99	07 99	124	07 99	07 99	07 99	07 99
BAB	0	0	246	295	522	522	-227	0	0
BAR	522	0	33	53	562	562	13	0	13
IBI	562	13	72	93	652	652	16	0	16
PRO	652	16	79	111	750	750	29	0	29
NAV	750	29	26	19	782	782	16	0	16
CAC	0	0	29	25	55	55	-30	0	0
EUC	55	0	19	14	78	69	0	0	0
LMO	69	0	1	1	80	70	0	0	0

Tabela 5.9 - Potencias – 3º mês da operação - Julho de 1999

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	102	102
BAR	108	108
IBI	127	127
PRO	181	181
NAV	224	224
CAC	46	46
EUC	59	52
LMO	17	15
<b>Total</b>	<b>866</b>	<b>857</b>



**Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)**  
124 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



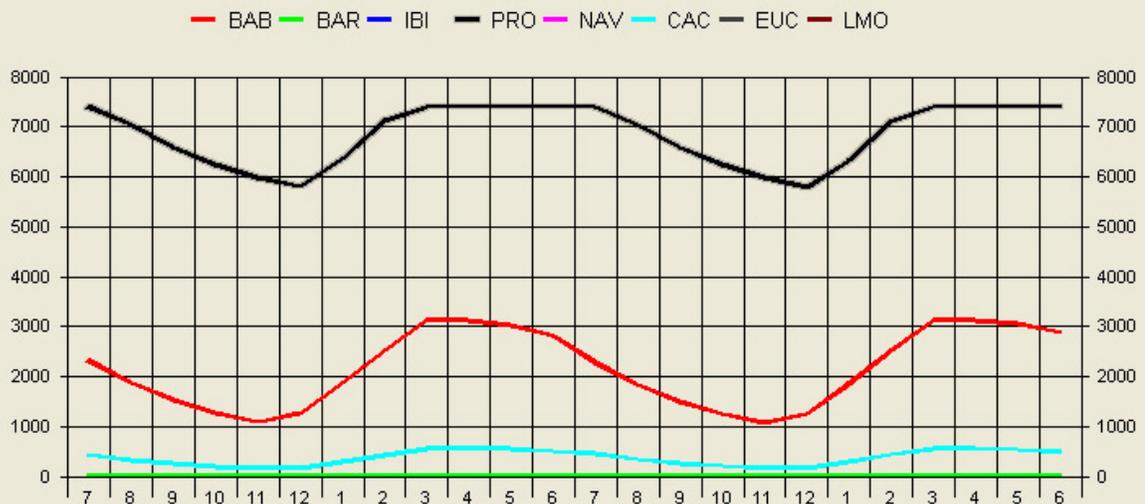
Fechar

Figura 5.11 – 3º mês da operação - Julho de 1999 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o segundo mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o terceiro mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 124% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 866 MW mês para o mês corrente “7” ou seja Julho de 1999, maior que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.11, continuando a expectativa de grande excesso no período de Dezembro a Abril.



**Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)**  
124 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



Fechar

Figura 5.12 – 3<sup>o</sup> mês da operação - Julho de 1999 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.12, salientando-se que para o mês corrente (“7”) está previsto um maior esvaziamento nos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 20% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 14% no de Caconde no Rio Pardo, conforme coluna 10 da tabela 5.7. Nota-se que o processo prevê esvaziamentos e recuperações não síncronas.

Tabela 5.10 - Volumes – 4º mês da operação - Agosto de 1999

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	08 99	08 99	08 99	08 99	08 99	08 99	31	08 99	08 99
BAB	569	3135	448,68	2280	72,72	0,182	1.731	446,48	55,20
BAR	544	544		544	100,00	0,195	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,198	985		100,00
PRO	5280	7408	384,00	7408	100,00	0,238	7.159	383,52	96,64
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,287	2.700		100,00
CAC	51	555	849,60	406	73,16	0,806	286	844,46	51,44
EUC	14	14		14	100,00	0,758	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,216	25		100,00

Tabela 5.11 - Vazões – 4º mês da operação - Agosto de 1999

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	08 99	08 99	08 99	08 99	119	08 99	08 99	08 99	08 99
BAB	0	0	213	215	420	420	-205	0	0
BAR	420	0	29	46	454	454	12	0	12
IBI	454	12	64	70	530	530	6	0	6
PRO	530	6	72	102	731	731	-93	0	0
NAV	731	0	21	14	756	745	0	0	0
CAC	0	0	25	19	64	64	-45	0	0
EUC	64	0	16	11	83	75	0	0	0
LMO	75	0	1	0	84	75	0	0	0

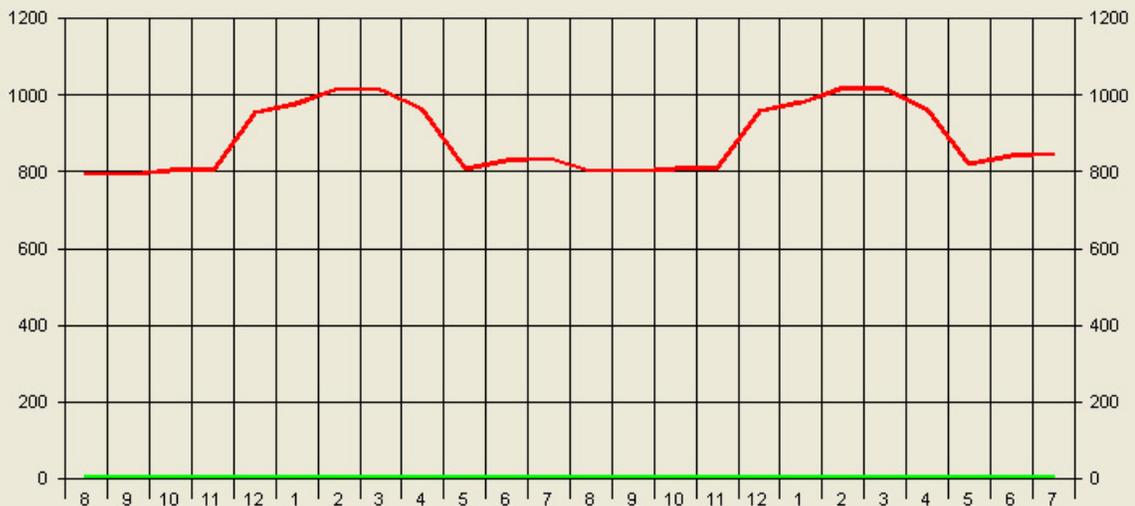
Tabela 5.12 - Potencias – 4º mês da operação - Agosto de 1999

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	76	76
BAR	89	89
IBI	105	105
PRO	174	174
NAV	217	214
CAC	52	52
EUC	63	57
LMO	18	16
<b>Total</b>	<b>794</b>	<b>782</b>



### Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)

119 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



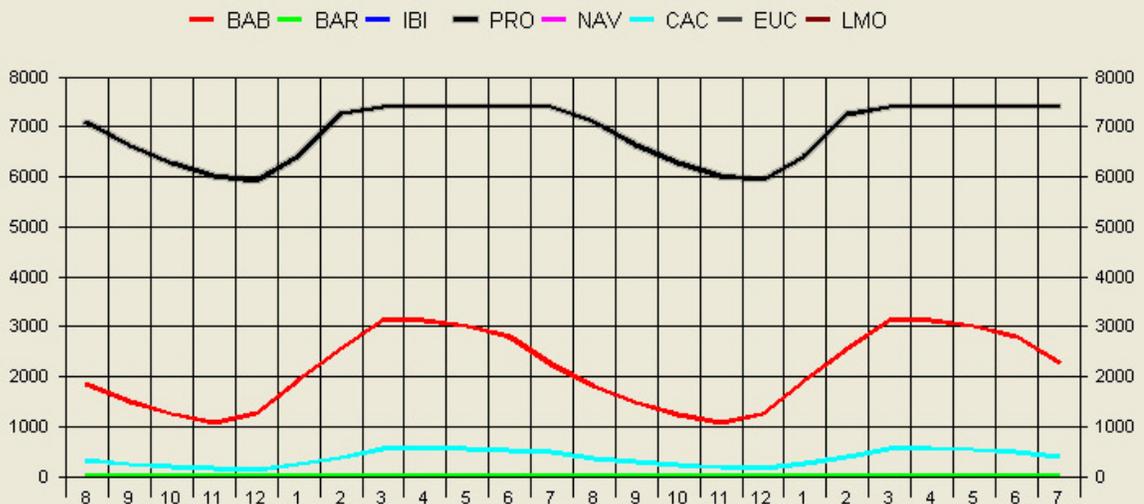
Fechar

Figura 5.13 – 4º mês da operação - Agosto de 1999 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o terceiro mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o quarto mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 119% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 794 MW mês para o mês corrente “8” ou seja Agosto de 1999, menor que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.13, continuando a expectativa de grande excesso no período de Dezembro a Abril.



**Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)**  
119 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



Fechar

Figura 5.14 – 4<sup>o</sup> mês da operação - Agosto de 1999 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.14, salientando-se que para o mês corrente (“8”) está previsto um maior esvaziamento nos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 18% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 22% no de Caconde no Rio Pardo, além de um pequeno esvaziamento no reservatório intermediário de Promissão no Rio Tietê, a saber, em aproximadamente 3%, conforme coluna 10 da tabela 5.10. Nota-se que o processo prevê esvaziamentos e recuperações não síncronas.

Tabela 5.13 - Volumes – 5º mês da operação - Setembro de 1999

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili- dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m3)	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	09 99	09 99	09 99	09 99	09 99	09 99	30	09 99	09 99
BAB	569	3135	446,48	1731	55,20	0,166	1.469	445,21	46,85
BAR	544	544		544	100,00	0,197	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,199	985		100,00
PRO	5280	7408	383,52	7159	96,64	0,233	6.793	382,82	91,70
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,288	2.700		100,00
CAC	51	555	844,46	286	51,44	0,768	213	840,53	38,37
EUC	14	14		14	100,00	0,764	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,217	25		100,00

Tabela 5.14 - Vazões – 5º mês da operação - Setembro de 1999

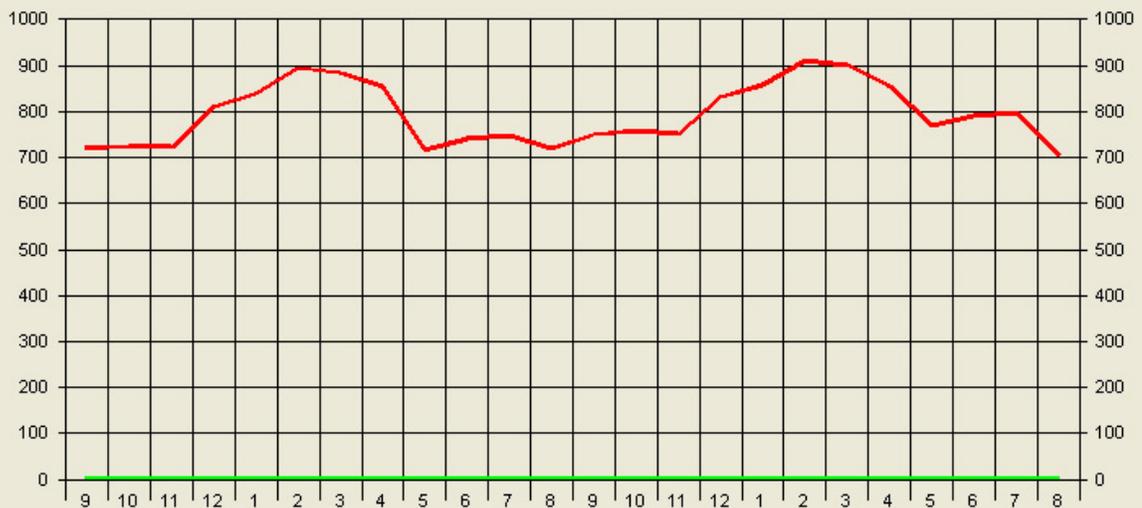
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	09 99	09 99	09 99	09 99	105	09 99	09 99	09 99	09 99
BAB	0	0	233	260	361	361	-101	0	0
BAR	361	0	30	50	393	393	18	0	18
IBI	393	18	66	71	462	462	20	0	20
PRO	462	20	77	107	730	730	-141	0	0
NAV	730	0	22	11	753	741	0	0	0
CAC	0	0	25	21	49	49	-28	0	0
EUC	49	0	17	9	67	58	0	0	0
LMO	58	0	1	0	68	58	0	0	0

Tabela 5.15 - Potencias – 5º mês da operação - Setembro de 1999

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	60	60
BAR	77	77
IBI	92	92
PRO	170	170
NAV	217	213
CAC	38	38
EUC	51	44
LMO	15	13
<b>Total</b>	<b>720</b>	<b>707</b>



**Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)**  
105 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



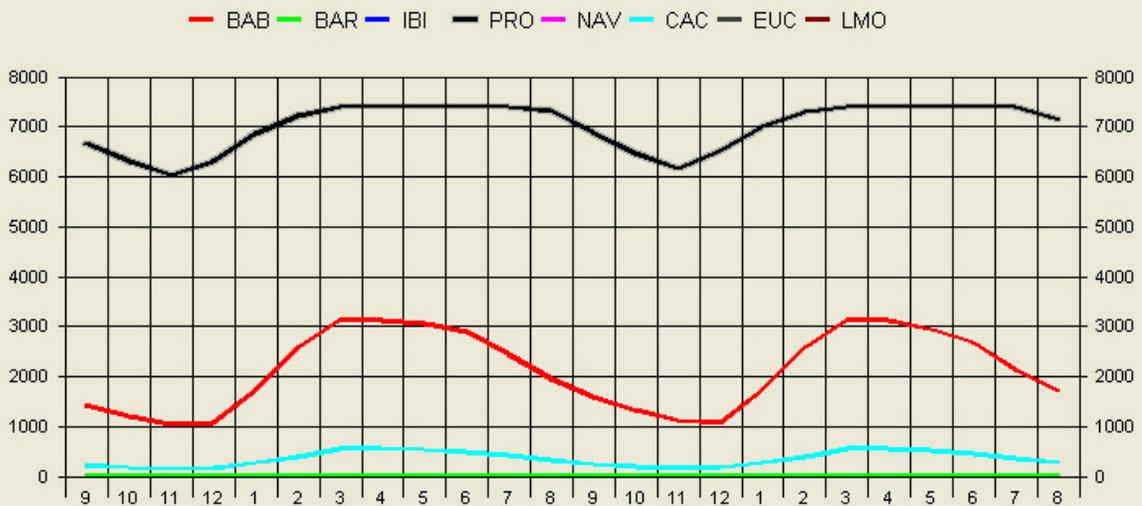
Fechar

Figura 5.15 – 5º mês da operação - Setembro de 1999 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o quarto mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o quinto mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 105% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 720 MW mês para o mês corrente “9” ou seja Setembro de 1999, menor que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.15, continuando a expectativa de grande excesso no período de Dezembro a Abril.



**Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)**  
105 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



Fechar

Figura 5.16 – 5<sup>o</sup> mês da operação - Setembro de 1999 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.16, salientando-se que para o mês corrente (“9”) está previsto ainda um esvaziamento nos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 8% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 13% no de Caconde no Rio Pardo, além de um pequeno esvaziamento no reservatório intermediário de Promissão no Rio Tietê, a saber, em aproximadamente 5%, conforme coluna 10 da tabela 5.13. Nota-se que o processo prevê esvaziamentos e recuperações não síncronas.

Tabela 5.16 - Volumes – 6º mês da operação - Outubro de 1999

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	10 99	10 99	10 99	10 99	10 99	10 99	31	10 99	10 99
BAB	569	3135	445,21	1469	46,85	0,155	930	442,01	29,68
BAR	544	544		544	100,00	0,196	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,198	985		100,00
PRO	5280	7408	382,82	6793	91,70	0,227	6.268	381,77	84,62
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,287	2.700		100,00
CAC	51	555	840,53	213	38,37	0,737	125	833,72	22,44
EUC	14	14		14	100,00	0,762	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,216	25		100,00

Tabela 5.17 - Vazões – 6º mês da operação - Outubro de 1999

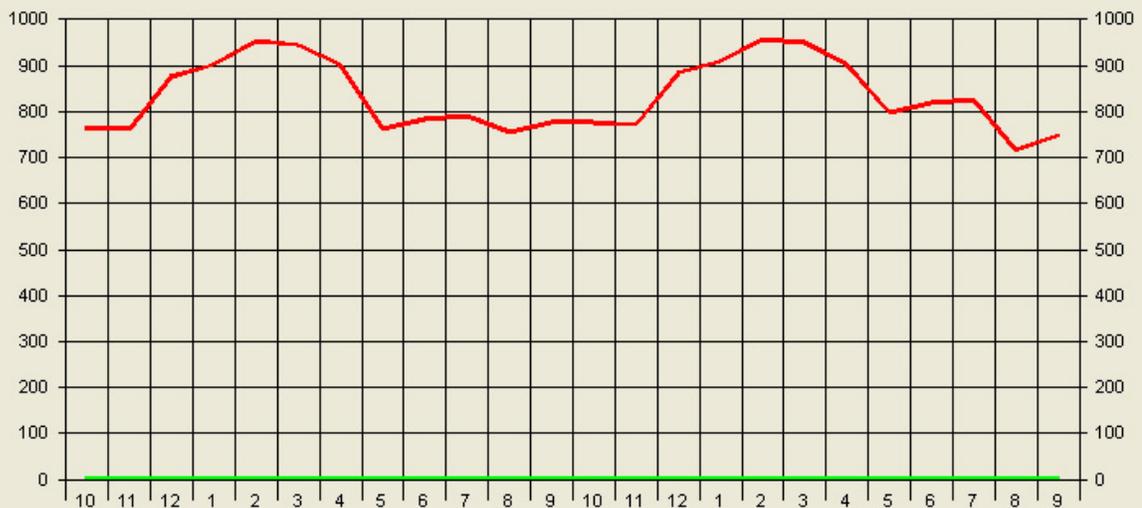
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	10 99	10 99	10 99	10 99	111	10 99	10 99	10 99	10 99
BAB	0	0	286	204	405	405	-201	0	0
BAR	405	0	33	37	441	441	1	0	1
IBI	441	1	73	49	522	490	1	0	1
PRO	490	1	84	76	763	763	-196	0	0
NAV	763	0	30	36	796	796	3	0	3
CAC	0	0	32	18	51	51	-33	0	0
EUC	51	0	20	8	73	59	0	0	0
LMO	59	0	1	1	74	60	0	0	0

Tabela 5.18 - Potencias – 6º mês da operação - Outubro de 1999

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	63	63
BAR	86	86
IBI	103	97
PRO	173	173
NAV	228	228
CAC	38	38
EUC	56	45
LMO	16	13
Total	763	743



**Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)**  
111 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



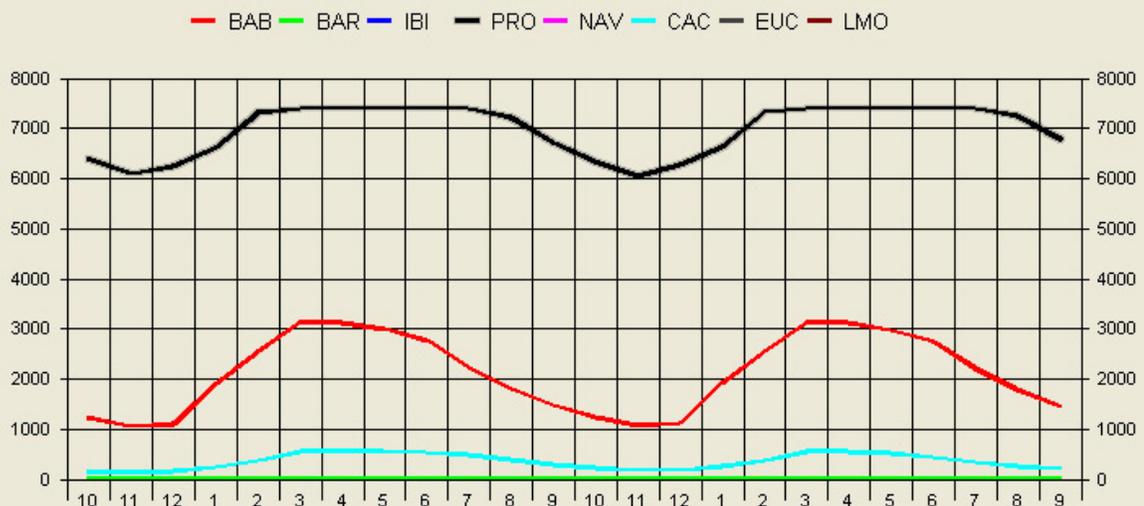
Fechar

Figura 5.17 – 6º mês da operação - Outubro de 1999 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o quinto mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o sexto mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 111% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 763 MW mês para o mês corrente “10” ou seja Outubro de 1999, maior que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.17, continuando a expectativa de grande excesso no período de Dezembro a Abril.



**Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)**  
111 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



Fechar

Figura 5.18 – 6<sup>o</sup> mês da operação - Outubro de 1999 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.18, salientando-se que para o mês corrente (“10”) está previsto ainda um esvaziamento nos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 17% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 16% no de Caconde no Rio Pardo, além de um contínuo esvaziamento no reservatório intermediário de Promissão no Rio Tietê, a saber, em aproximadamente 7%, conforme coluna 10 da tabela 5.16. Nota-se que o processo prevê esvaziamentos e recuperações não síncronas.

Tabela 5.19 - Volumes – 7º mês da operação - Novembro de 1999

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	11 99	11 99	11 99	11 99	11 99	11 99	30	11 99	11 99
BAB	569	3135	442,01	930	29,68	0,138	879	441,65	28,02
BAR	544	544		544	100,00	0,201	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,203	985		100,00
PRO	5280	7408	381,77	6268	84,62	0,226	6.108	381,44	82,45
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,293	2.700		100,00
CAC	51	555	833,72	125	22,44	0,696	93	830,50	16,84
EUC	14	14		14	100,00	0,773	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,218	25		100,00

Tabela 5.20 - Vazões – 7º mês da operação - Novembro de 1999

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	11 99	11 99	11 99	11 99	73	11 99	11 99	11 99	11 99
BAB	0	0	304	192	212	212	-20	0	0
BAR	212	0	38	33	240	240	5	0	5
IBI	240	5	76	50	295	295	0	0	0
PRO	295	0	89	65	422	422	-62	0	0
NAV	422	0	35	50	448	448	24	0	24
CAC	0	0	40	17	29	29	-12	0	0
EUC	29	0	25	11	47	40	0	0	0
LMO	40	0	1	0	48	40	0	0	0

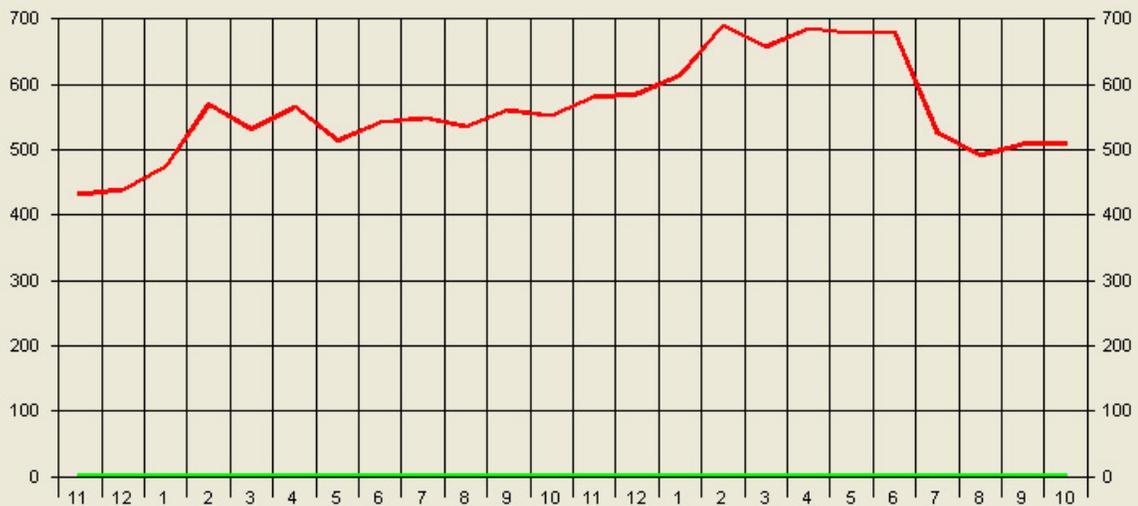
Tabela 5.21 - Potencias – 7º mês da operação - Novembro de 1999

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	29	29
BAR	48	48
IBI	60	60
PRO	95	95
NAV	131	131
CAC	20	20
EUC	36	31
LMO	10	9
<b>Total</b>	<b>431</b>	<b>424</b>



### Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)

73 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



Fechar

Figura 5.19 – 7º mês da operação - Novembro de 1999 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

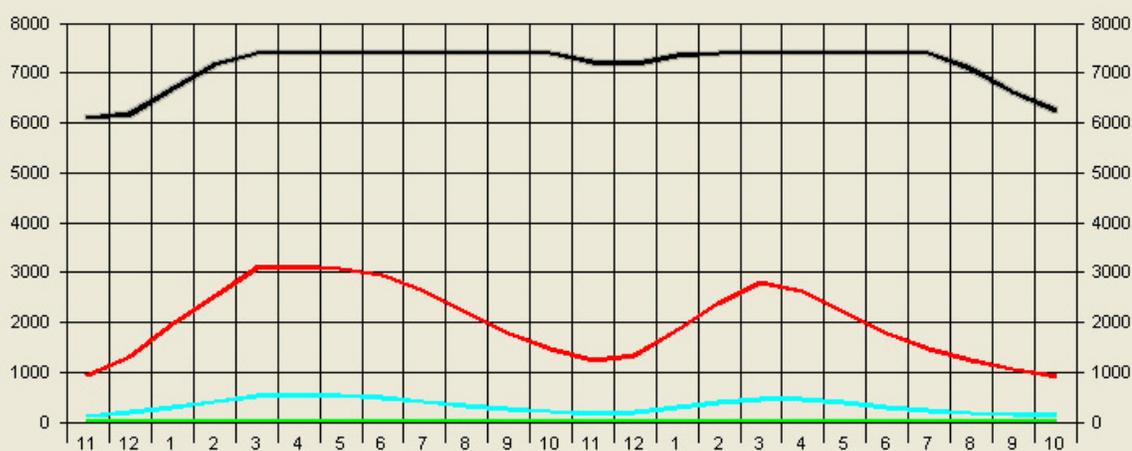
Passado o sexto mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o sétimo mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 73% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 431 MW mês para o mês corrente “11” ou seja Novembro de 1999, drásticamente menor que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.19, não mais existindo a expectativa de excesso no período de Dezembro a Abril.



### Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)

73 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada

— BAB — BAR — IBI — PRO — NAV — CAC — EUC — LMO



Fechar

Figura 5.20 – 7<sup>o</sup> mês da operação - Novembro de 1999 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.20, salientando-se que para o mês corrente (“11”) está previsto ainda um pequeno esvaziamento nos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 2% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 6% no de Caconde no Rio Pardo, além de um esvaziamento no reservatório intermediário de Promissão no Rio Tietê, a saber, em aproximadamente 2%, conforme coluna 10 da tabela 5.19. Nota-se que o processo já prevê recuperações nos volumes a partir do próximo mês, tendo chegado aqui aos mínimos volumes.

Tabela 5.22 - Volumes – 8º mês da operação - Dezembro de 1999

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili- dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	12_99	12_99	12_99	12_99	12_99	12_99	31	12_99	12_99
BAB	569	3135	441,65	879	28,02	0,149	1.318	444,40	42,04
BAR	544	544		544	100,00	0,204	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,205	985		100,00
PRO	5280	7408	381,44	6108	82,45	0,227	6.435	382,10	86,86
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,295	2.700		100,00
CAC	51	555	830,50	93	16,84	0,707	214	840,59	38,55
EUC	14	14		14	100,00	0,775	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,218	25		100,00

Tabela 5.23 - Vazões – 8º mês da operação - Dezembro de 1999

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	12_99	12_99	12_99	12_99	64	12_99	12_99	12_99	12_99
BAB	0	0	464	302	138	138	164	0	0
BAR	138	0	53	60	172	172	26	0	26
IBI	172	26	108	86	241	241	43	0	43
PRO	241	43	131	153	315	315	122	0	0
NAV	315	0	54	62	349	349	28	0	28
CAC	0	0	71	59	14	14	45	0	0
EUC	14	0	45	17	43	31	0	0	0
LMO	31	0	2	1	44	32	0	0	0

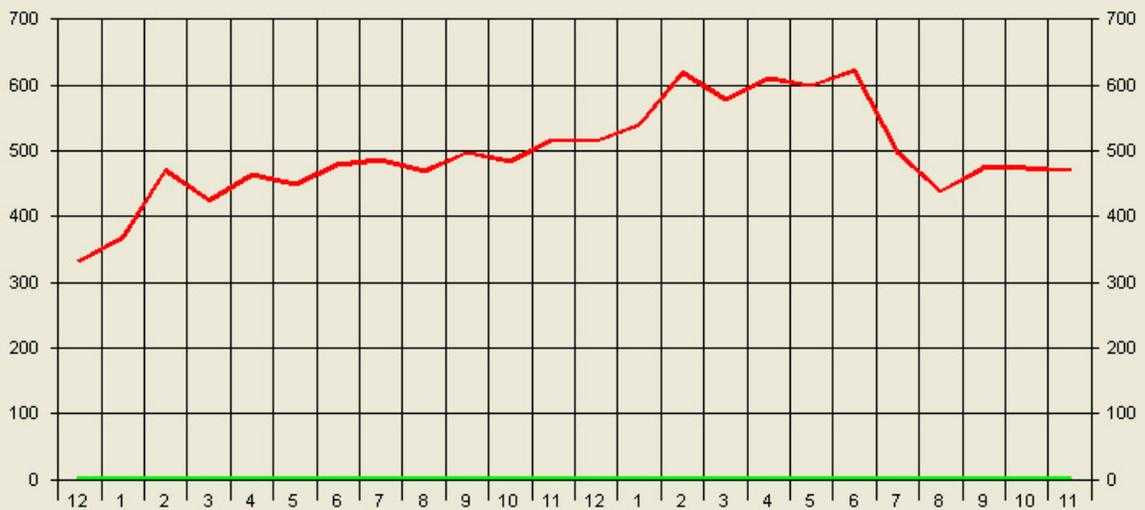
Tabela 5.24 - Potencias – 8º mês da operação - Dezembro de 1999

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	21	21
BAR	35	35
IBI	49	49
PRO	72	72
NAV	103	103
CAC	10	10
EUC	33	24
LMO	10	7
<b>Total</b>	<b>332</b>	<b>320</b>



### Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)

64 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



Fechar

Figura 5.21 – 8<sup>o</sup> mês da operação - Dezembro de 1999 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o sétimo mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o oitavo mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 64% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 332 MW mês para o mês corrente “12” ou seja Dezembro de 1999, drásticamente menor que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.21, não mais existindo a expectativa de excesso no período de Dezembro a Abril.



**Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)**  
64 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada

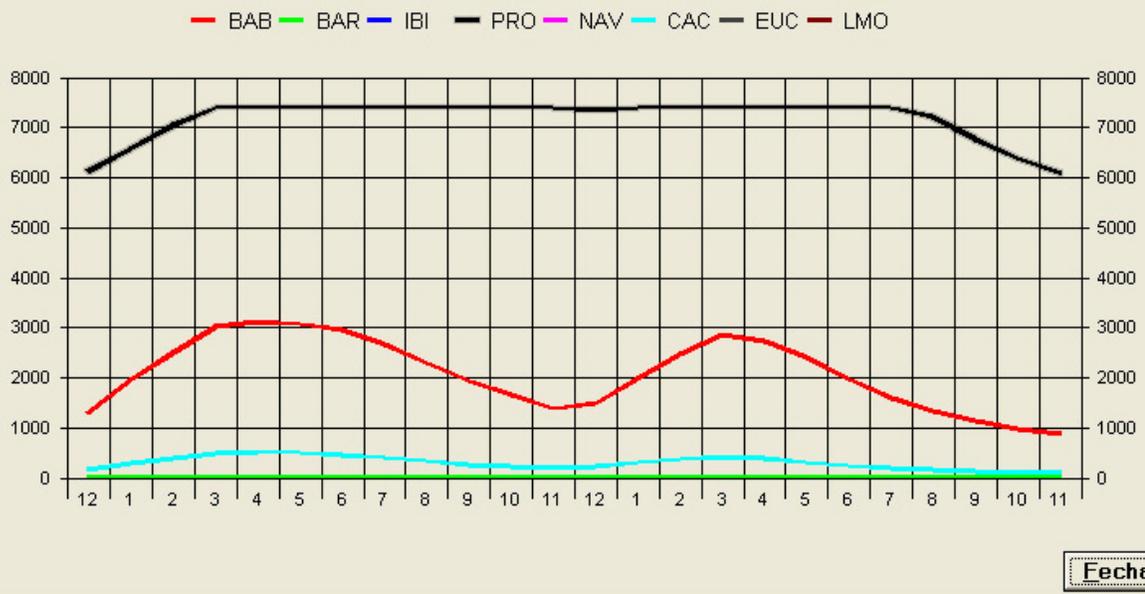


Figura 5.22 – 8<sup>o</sup> mês da operação - Dezembro de 1999 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.22, salientando-se que para o mês corrente (“12”) está previsto uma importante recuperação nos volumes dos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 14% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 22% no de Caconde no Rio Pardo, além de um enchimento no reservatório intermediário de Promissão no Rio Tietê, a saber, em aproximadamente 4%, conforme coluna 10 da tabela 5.22. Nota-se que o processo continua prevendo recuperações e esvaziamentos para os próximos meses de forma não síncronas.

Tabela 5.25 - Volumes – 9º mês da operação - Janeiro de 2000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	01 00	01 00	01 00	01 00	01 00	01 00	31	01 00	01 00
BAB	569	3135	444,40	1318	42,04	0,171	2.274	448,66	72,54
BAR	544	544		544	100,00	0,199	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,200	985		100,00
PRO	5280	7408	382,10	6435	86,86	0,235	7.101	383,41	95,86
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,293	2.700		100,00
CAC	51	555	840,59	214	38,55	0,777	450	851,30	81,02
EUC	14	14		14	100,00	0,760	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,216	25		100,00

Tabela 5.26 - Vazões – 9º mês da operação - Janeiro de 2000

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	01 00	01 00	01 00	01 00	75	01 00	01 00	01 00	01 00
BAB	0	0	662	614	257	257	357	0	0
BAR	257	0	79	71	316	316	12	0	12
IBI	316	12	136	108	418	418	18	0	18
PRO	418	18	187	202	389	389	249	0	0
NAV	389	0	85	121	453	453	57	0	57
CAC	0	0	96	120	32	32	88	0	0
EUC	32	0	62	62	79	79	15	0	15
LMO	79	15	2	2	80	80	16	0	16

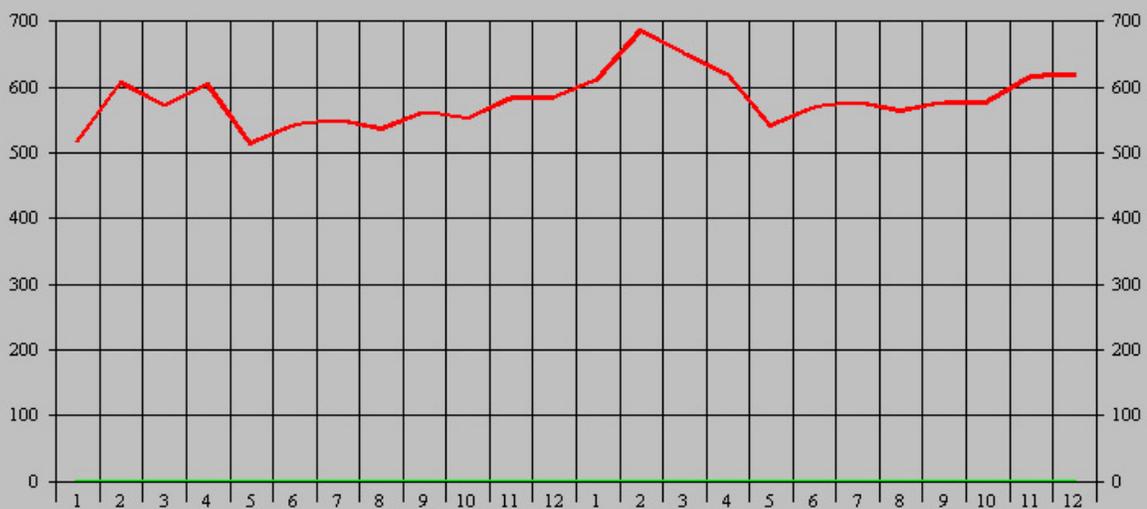
Tabela 5.27 - Potencias – 9º mês da operação - Janeiro de 2000

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	44	44
BAR	63	63
IBI	84	84
PRO	91	91
NAV	133	133
CAC	25	25
EUC	60	60
LMO	17	17
<b>Total</b>	<b>517</b>	<b>517</b>



## Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)

75 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



Fechar

Figura 5.23 – 9º mês da operação - Janeiro de 2000 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o oitavo mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o nono mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 75% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 517 MW mês para o mês corrente “1” ou seja Janeiro de 2000, um pouco maior que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.23, ainda não existindo a expectativa de excesso no período de Dezembro a Abril.

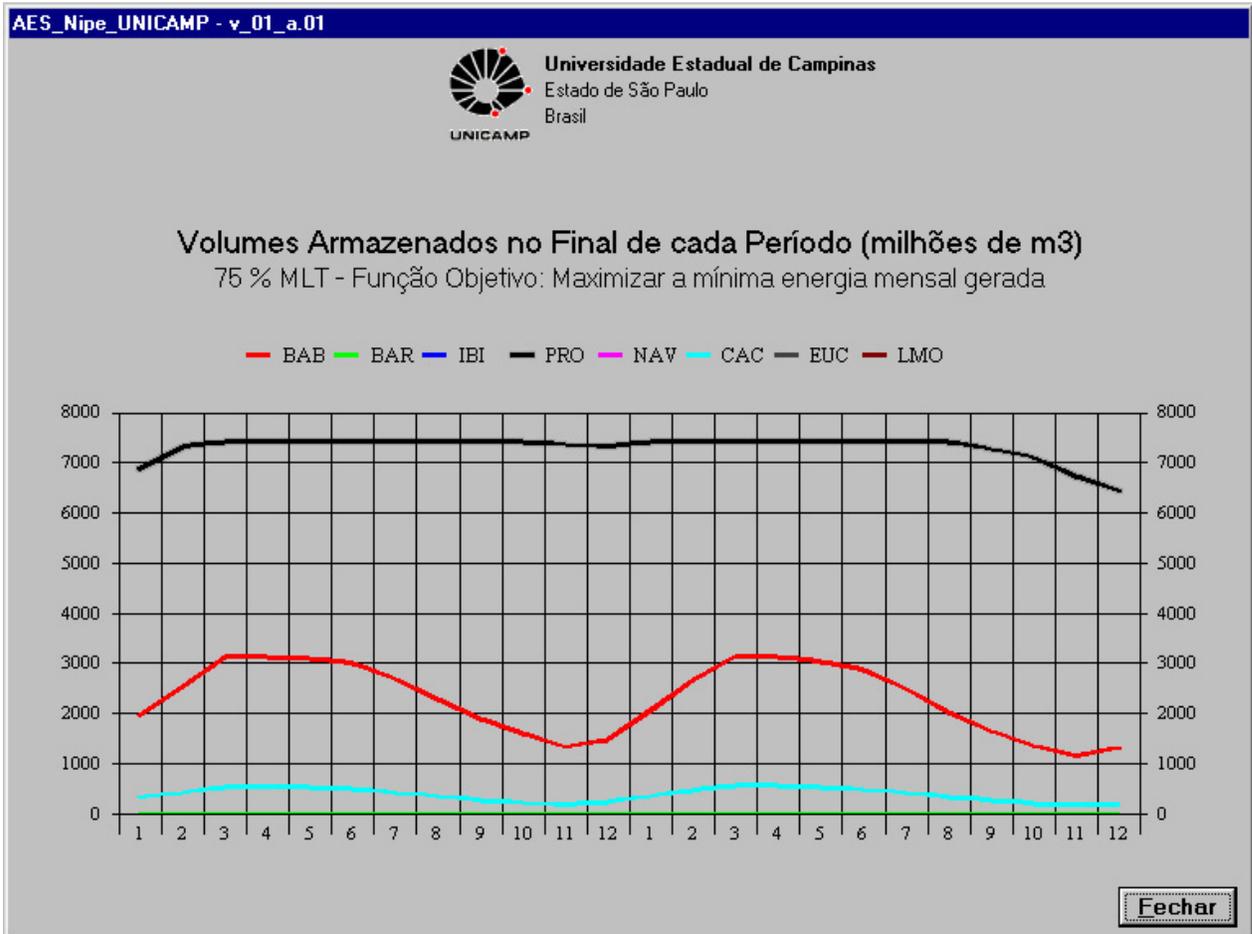


Figura 5.24 – 9<sup>o</sup> mês da operação - Janeiro de 2000 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.24, salientando-se que para o mês corrente (“1”) está prevista uma grande recuperação nos volumes dos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 30% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 42% no de Caconde no Rio Pardo, além de um enchimento no reservatório intermediário de Promissão no Rio Tietê, a saber, em aproximadamente 9%, conforme coluna 10 da tabela 5.25. Nota-se que o processo continua prevendo recuperações e esvaziamentos para os próximos meses de forma não síncronas.

Tabela 5.28 - Volumes – 10º mês da operação - Fevereiro de 2000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	02_00	02_00	02_00	02_00	02_00	02_00	29	02_00	02_00
BAB	569	3135	448,66	2274	72,54	0,194	2.828	450,45	90,20
BAR	544	544		544	100,00	0,193	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,190	985		100,00
PRO	5280	7408	383,41	7101	95,86	0,237	7.408	384,00	100,00
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,285	2.700		100,00
CAC	51	555	851,30	450	81,02	0,839	542	854,69	97,73
EUC	14	14		14	100,00	0,737	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,212	25		100,00

Tabela 5.29 - Vazões – 10º mês da operação - Fevereiro de 2000

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	02_00	02_00	02_00	02_00	98	02_00	02_00	02_00	02_00
BAB	0	0	736	726	505	505	221	0	0
BAR	505	0	89	77	592	582	0	0	0
IBI	582	0	147	156	691	691	47	0	47
PRO	691	47	204	217	807	807	148	0	26
NAV	807	26	95	110	901	901	42	0	42
CAC	0	0	101	118	81	81	37	0	0
EUC	81	0	66	62	146	143	0	0	0
LMO	143	0	3	3	149	146	0	0	0

Tabela 5.30 - Potencias – 10º mês da operação - Fevereiro de 2000

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	98	98
BAR	114	112
IBI	131	131
PRO	191	191
NAV	257	257
CAC	68	68
EUC	108	105
LMO	32	31
Total	999	994

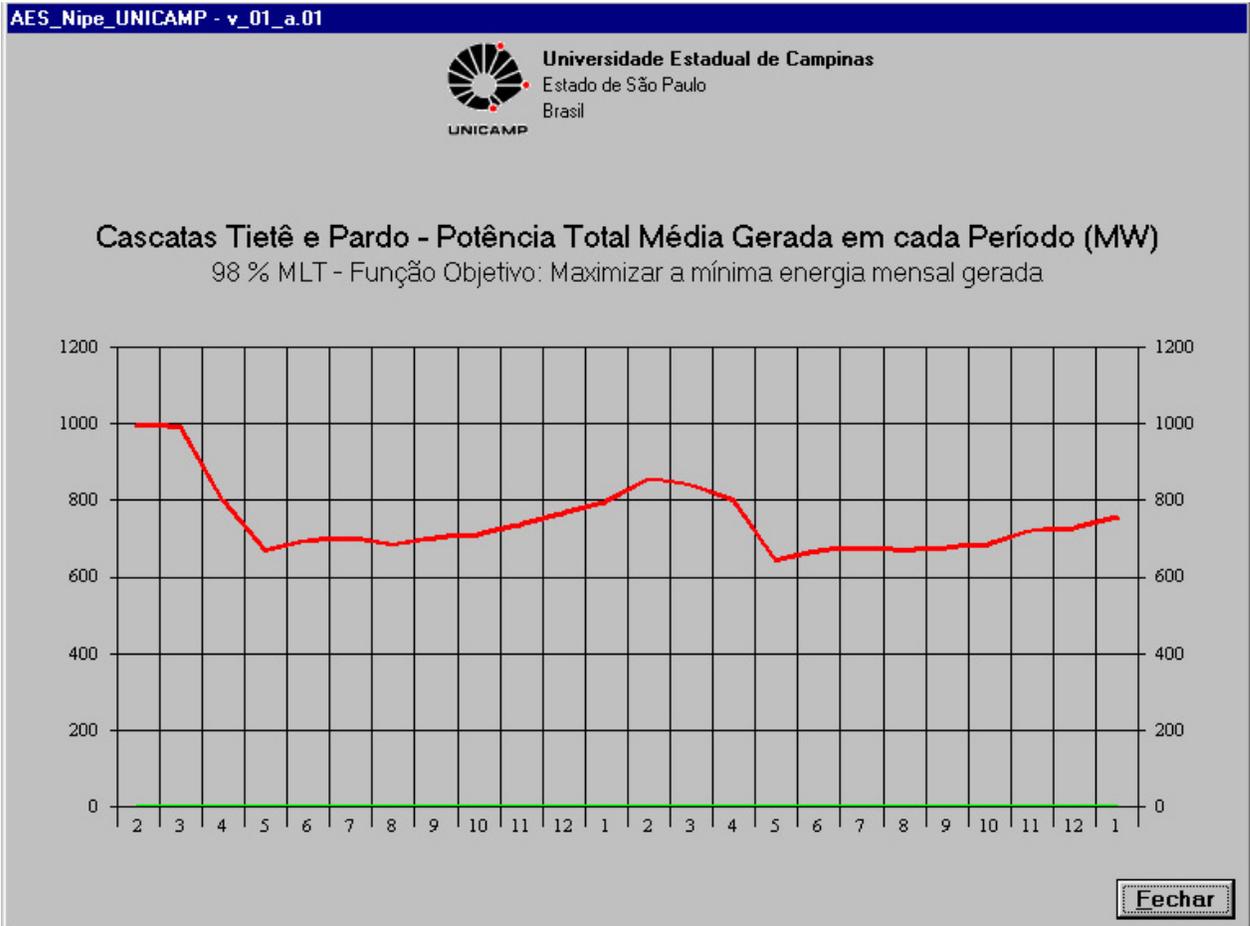


Figura 5.25 – 10<sup>o</sup> mês da operação - Fevereiro de 2000 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o nono mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o décimo mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 98% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 999 MW mês para o mês corrente “2” ou seja Fevereiro de 2000, muito maior que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.25, iniciando-se a volta, ainda de maneira lenta, da expectativa de excesso no período de Dezembro a Abril.

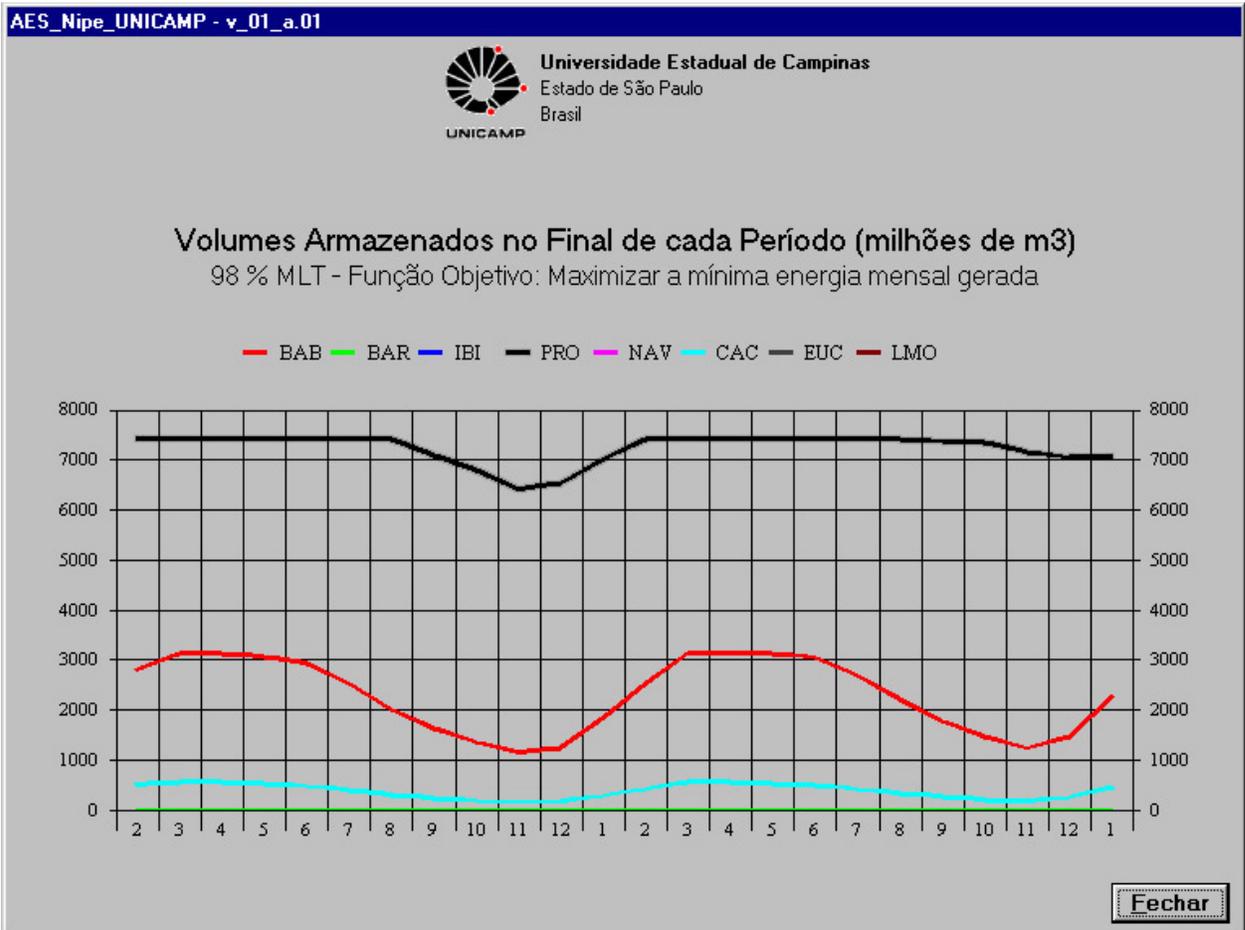


Figura 5.26 – 10<sup>o</sup> mês da operação - Fevereiro de 2000 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.26, salientando-se que para o mês corrente (“2”) está prevista uma forte recuperação nos volumes dos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 18% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 17% no de Caconde no Rio Pardo, além do total enchimento do reservatório intermediário de Promissão no Rio Tietê (subindo aproximadamente 4%), conforme coluna 10 da tabela 5.28. Nota-se que o processo continua prevendo recuperações e esvaziamentos para os próximos meses de forma não síncronas.

Tabela 5.31 - Volumes – 11º mês da operação - Março de 2000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	03 00	03 00	03 00	03 00	03 00	03 00	31	03 00	03 00
BAB	569	3135	450,45	2828	90,20	0,206	2.788	450,33	88,92
BAR	544	544		544	100,00	0,192	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,190	985		100,00
PRO	5280	7408	384,00	7408	100,00	0,237	7.408	384,00	100,00
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,283	2.700		100,00
CAC	51	555	854,69	542	97,73	0,862	516	853,75	92,90
EUC	14	14		14	100,00	0,738	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,213	25		100,00

Tabela 5.32 - Vazões – 11º mês da operação - Março de 2000

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	03 00	03 00	03 00	03 00	102	03 00	03 00	03 00	03 00
BAB	0	0	625	507	522	522	-15	0	0
BAR	522	0	79	69	603	591	0	0	0
IBI	591	0	133	149	691	691	49	0	49
PRO	691	49	190	224	932	932	32	0	32
NAV	932	32	79	54	1.013	1.013	5	0	5
CAC	0	0	88	74	84	84	-10	0	0
EUC	84	0	57	38	143	122	0	0	0
LMO	122	0	2	1	145	123	0	0	0

Tabela 5.33 - Potencias – 11º mês da operação - Março de 2000

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	108	108
BAR	116	113
IBI	131	131
PRO	221	221
NAV	287	287
CAC	72	72
EUC	106	90
LMO	31	26
<b>Total</b>	<b>1071</b>	<b>1049</b>

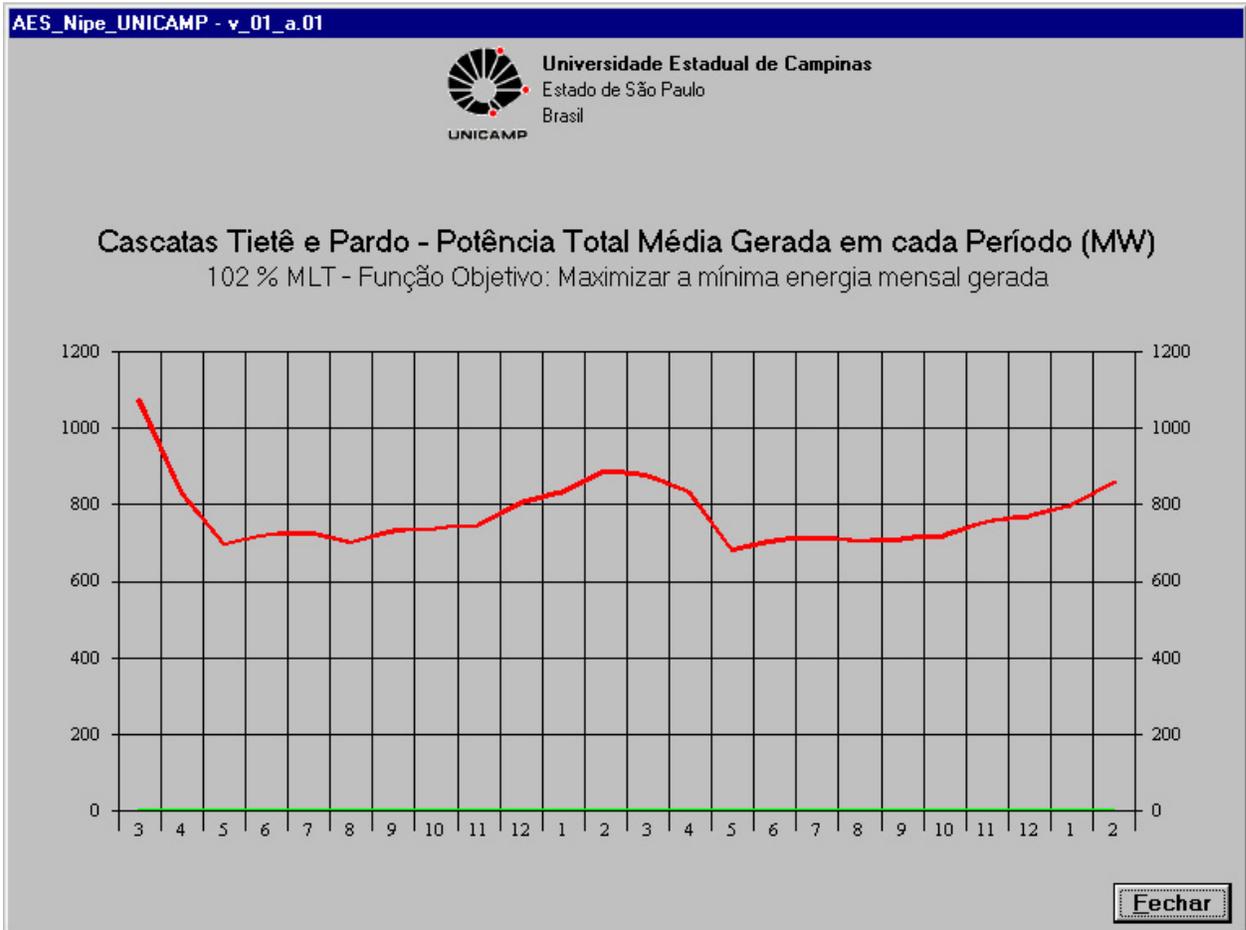


Figura 5.27 – 11<sup>o</sup> mês da operação - Março de 2000 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o décimo mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o décimo-primeiro mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 102% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 1071 MW mês para o mês corrente “3” ou seja Março de 2000, pouco maior que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.27, continuando a volta, ainda timidamente, da expectativa de excesso no período de Dezembro a Abril.

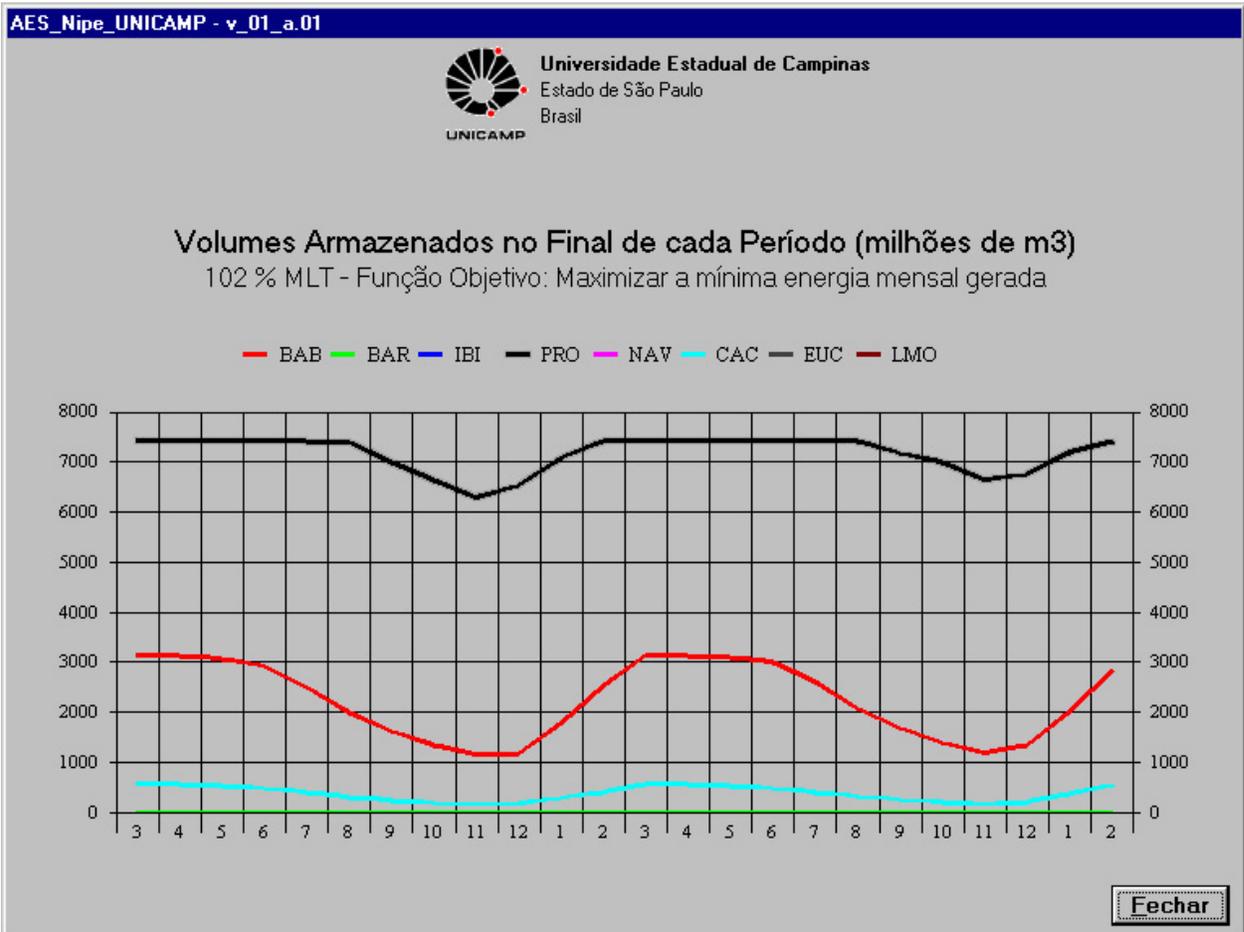


Figura 5.28 – 11<sup>o</sup> mês da operação - Março de 2000 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.28, salientando-se que para o mês corrente (“3”) está prevista um pequeno esvaziamento nos volumes dos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 1% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 4% no de Caconde no Rio Pardo, conforme coluna 10 da tabela 5.31. Nota-se que o processo continua prevendo recuperações e esvaziamentos para os próximos meses de forma não síncronas.

Tabela 5.34 - Volumes – 12º mês da operação - Abril de 2000

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Usina	Vol Mín mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Máx mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Inicial mês atual	Vol Inicial mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Vol Inicial % Vol Máx	Produtibili dade média mês atual	Vol Final mês atual (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	N.A. Montante Final mês atual	Vol Final % Vol Máx
Nome	04 00	04 00	04 00	04 00	04 00	04 00	30	04 00	04 00
BAB	569	3135	450,33	2788	88,92	0,210	2.868	450,57	91,48
BAR	544	544		544	100,00	0,199	544		100,00
IBI	985	985		985	100,00	0,201	985		100,00
PRO	5280	7408	384,00	7408	100,00	0,245	7.408	384,00	100,00
NAV	2700	2700		2700	100,00	0,291	2.700		100,00
CAC	51	555	853,75	516	92,90	0,864	539	854,57	97,10
EUC	14	14		14	100,00	0,763	14		100,00
LMO	25	25		25	100,00	0,216	25		100,00

Tabela 5.35 - Vazões – 12º mês da operação - Abril de 2000

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usina	Vazão Turbinada Usina Montante mês atual	Vazão Vertida Usina Montante mês atual	Vazão increment al MLT mês atual	Vazão increment al mês atual	Vazão Turbinada Programa da mês atual	Vazão Turbinada Realizada mês atual	Delta Vazão mês atual	Outras Variações de Vazão mês atual	Vazão Vertida mês atual
Nome	04 00	04 00	04 00	04 00	86	04 00	04 00	04 00	04 00
BAB	0	0	407	294	263	263	31	0	0
BAR	263	0	55	57	310	310	10	0	10
IBI	310	10	106	95	401	401	14	0	14
PRO	401	14	125	144	509	509	50	0	50
NAV	509	50	51	52	552	552	59	0	59
CAC	0	0	60	49	40	40	9	0	0
EUC	40	0	37	25	71	65	0	0	0
LMO	65	0	2	1	73	66	0	0	0

Tabela 5.36 - Potencias – 12º mês da operação - Abril de 2000

	Potencia Programa da	Potencia Realizada
BAB	55	55
BAR	62	62
IBI	81	81
PRO	125	125
NAV	161	161
CAC	35	35
EUC	54	50
LMO	16	14
<b>Total</b>	<b>587</b>	<b>581</b>

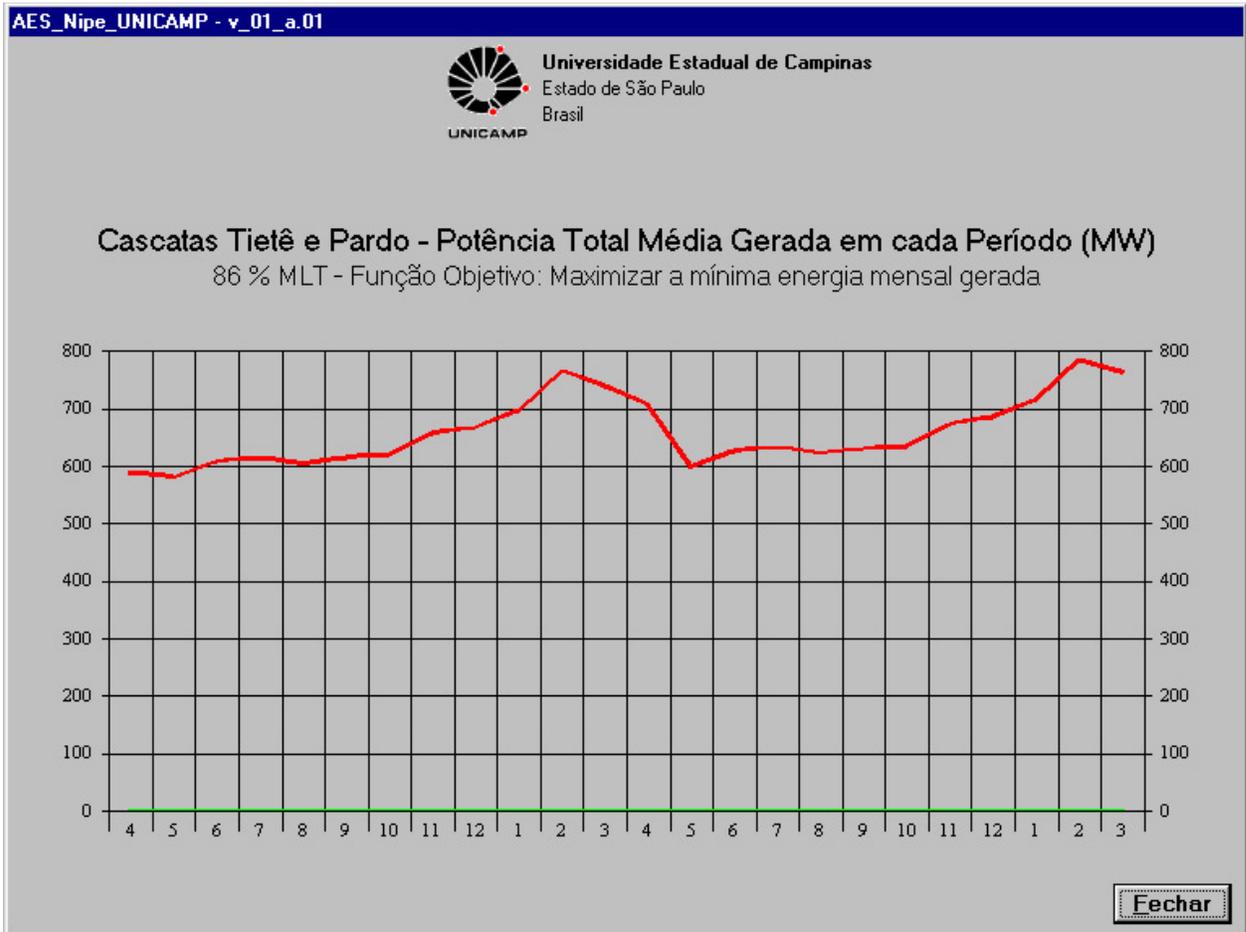


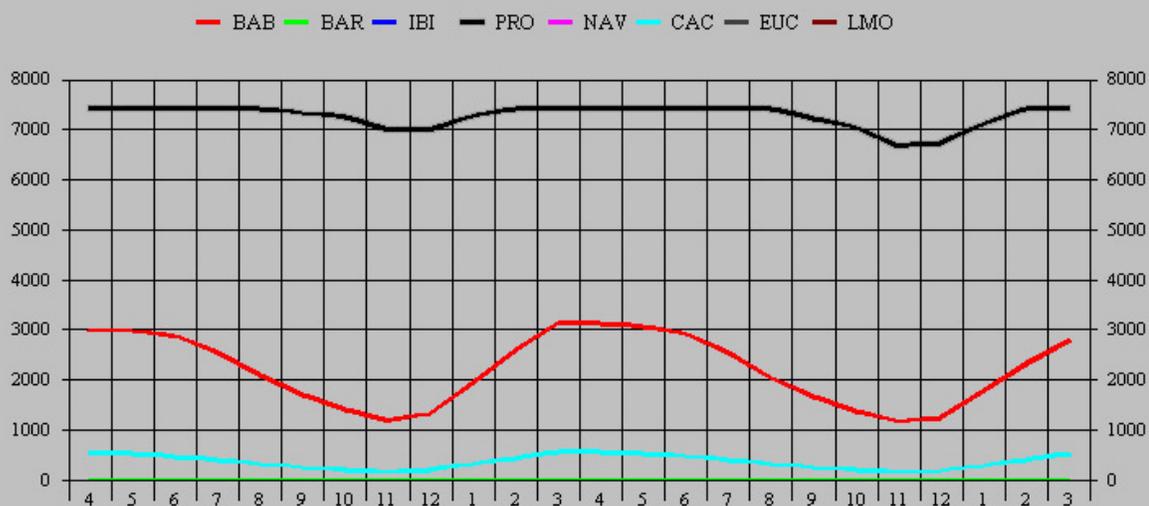
Figura 5.29 – 12<sup>o</sup> mês da operação - Abril de 2000 - Previsões da Potência Total Mensal gerada para o horizonte de planejamento

Passado o décimo-primeiro mês, feito o balanço hídrico, partiu-se então para a otimização da operação para o sistema de reservatórios para o décimo-segundo mês, com a hidrologia real observada no mês anterior igual a 86% da MLT para o mesmo mês, determinou uma produção total de energia de 587 MW mês para o mês corrente “4” ou seja Abril de 2000, muito menor que a do mês anterior, ficando os seguintes 23 meses do horizonte temporal com uma previsão de produção total máxima possível conforme podemos observar na figura 5.29, reaparecendo ainda não totalmente caracterizada a expectativa de excesso no período de Dezembro a Abril.



### Volumes Armazenados no Final de cada Período (milhões de m<sup>3</sup>)

86 % MLT - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada



Fechar

Figura 5.30 – 12<sup>o</sup> mês da operação - Abril de 2000 - Previsões dos Volumes dos reservatórios para o horizonte de planejamento

Os volumes previstos pelo processo de otimização para o horizonte temporal em estudo são os visualizados na figura 5.30, salientando-se que para o mês corrente (“4”) está prevista uma pequena recuperação nos volumes dos dois reservatórios de montante das duas bacias, a saber, aproximadamente de 3% no reservatório de Barra Bonita no Rio Tietê e de 4% no de Caconde no Rio Pardo, conforme coluna 10 da tabela 5.34. Nota-se que o processo continua prevendo recuperações e esvaziamentos para os próximos meses de forma não síncronas.

## 5.2.1 Resumo dos Resultados das 12 Operações Mensais

**Tabela 5.37 - Resumo dos Resultados das 12 Operações Mensais**

Potencia	Mês	BAB	BAR	IBI	PRO	NAV	CAC	EUC	LMO	Total	
Programada	5	85	88	109	159	201	42	59	17	760	
Programada	6	92	105	116	166	210	37	53	15	793	
Programada	7	102	108	127	181	224	46	59	17	866	
Programada	8	76	89	105	174	217	52	63	18	794	
Programada	9	60	77	92	170	217	38	51	15	720	
Programada	10	63	86	103	173	228	38	56	16	763	
Programada	11	29	48	60	95	131	20	36	10	431	
Programada	12	21	35	49	72	103	10	33	10	332	
Programada	1	44	63	84	91	133	25	60	17	517	
Programada	2	98	114	131	191	257	68	108	32	999	
Programada	3	108	116	131	221	287	72	106	31	1071	
Programada	4	55	62	81	125	161	35	54	16	587	
	<b>Média</b>	<b>69</b>	<b>83</b>	<b>99</b>	<b>152</b>	<b>197</b>	<b>40</b>	<b>61</b>	<b>18</b>	<b>719</b>	
Potencia	Mês	BAB	BAR	IBI	PRO	NAV	CAC	EUC	LMO	Total	Dif %
Realizada	5	85	88	109	159	201	42	49	14	747	-1,67
Realizada	6	92	105	116	166	210	37	46	13	785	-1,11
Realizada	7	102	108	127	181	224	46	52	15	857	-1,04
Realizada	8	76	89	105	174	214	52	57	16	782	-1,41
Realizada	9	60	77	92	170	213	38	44	13	707	-1,74
Realizada	10	63	86	97	173	228	38	45	13	743	-2,62
Realizada	11	29	48	60	95	131	20	31	9	424	-1,66
Realizada	12	21	35	49	72	103	10	24	7	320	-3,59
Realizada	1	44	63	84	91	133	25	60	17	517	0,00
Realizada	2	98	112	131	191	257	68	105	31	994	-0,48
Realizada	3	108	113	131	221	287	72	90	26	1049	-2,10
Realizada	4	55	62	81	125	161	35	50	14	581	-1,04
	<b>Média</b>	<b>69</b>	<b>82</b>	<b>98</b>	<b>152</b>	<b>197</b>	<b>40</b>	<b>54</b>	<b>16</b>	<b>709</b>	<b>-1,47</b>

Seguindo a Regra Operacional adotada pelo Sistema Otimizador através dos meses, nota-se que as Potências Mensais Realizadas em cada Usina alcançaram o índice de 98,53% de sucesso em relação às Potências Mensais Programadas pelo sistema, tendo no pior mês um índice de 96,41% e no melhor mês o índice de 100%.

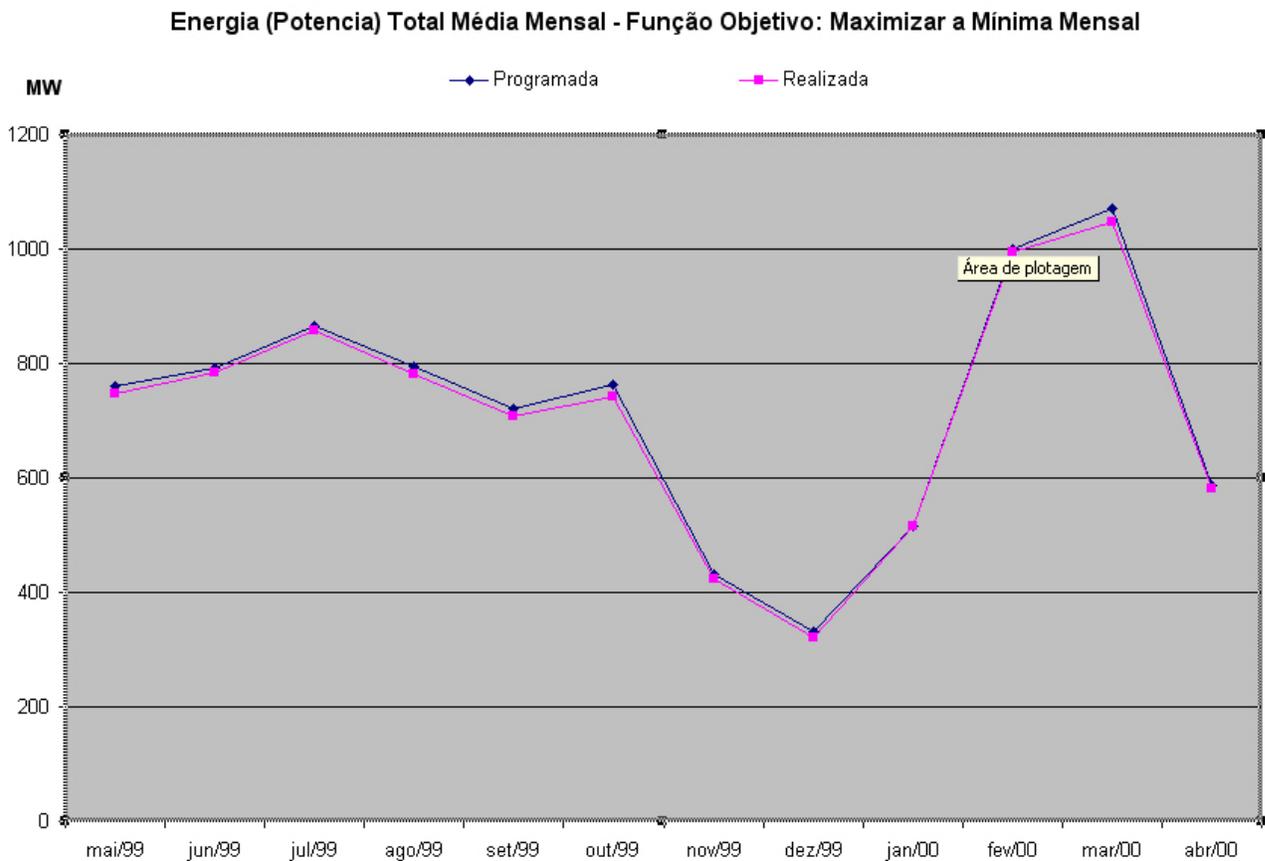


Figura 5.31 – Potências totais programadas e geradas nos 12 meses.

Seguindo a Regra Operacional estabelecida pelos gerentes do Sistema Otimizador, notou-se através dos meses que as Potências Mensais Realizadas em cada Usina conseguiram seguir as Potências Mensais Programadas pelo sistema, alcançando um índice médio de sucesso igual a 98,53%, tendo no pior mês um índice de 96,41% e no melhor mês o índice de 100%.

**5.3.**

**Outras Considerações**

**e**

**Resultados de Outros Testes.**

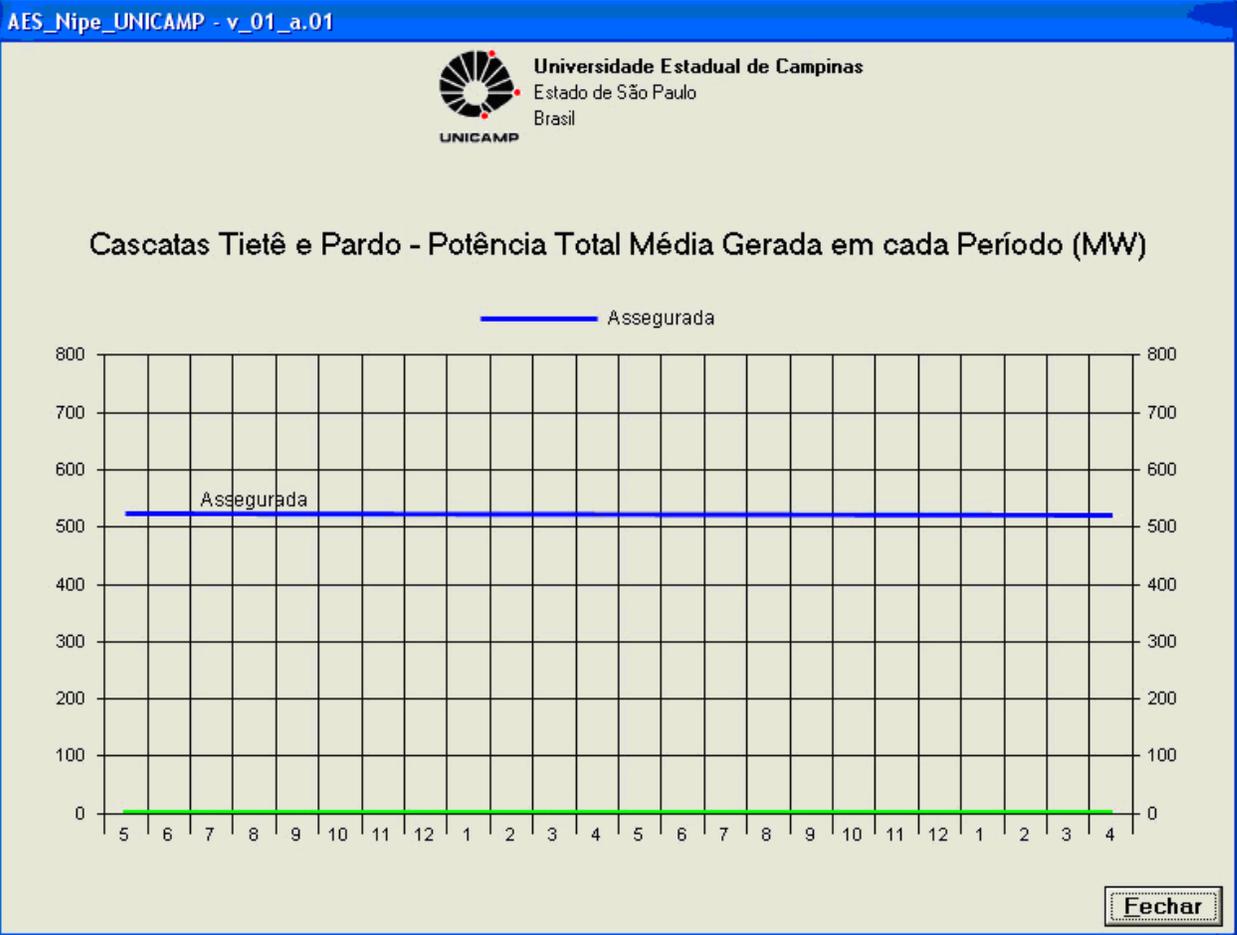


Figura 5.32 – Potências constantes máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com as Energias Asseguradas

Conforme podemos observar na Tabela Ap.1 do Apêndice A, a soma das energias asseguradas das usinas que constituem as duas cascatas estudadas neste trabalho proporcionam um valor total igual a 525 MW, sendo esta então a quantidade de energia elétrica estabelecida no respectivo contrato de concessão, que deverá ser disponibilizada para venda.

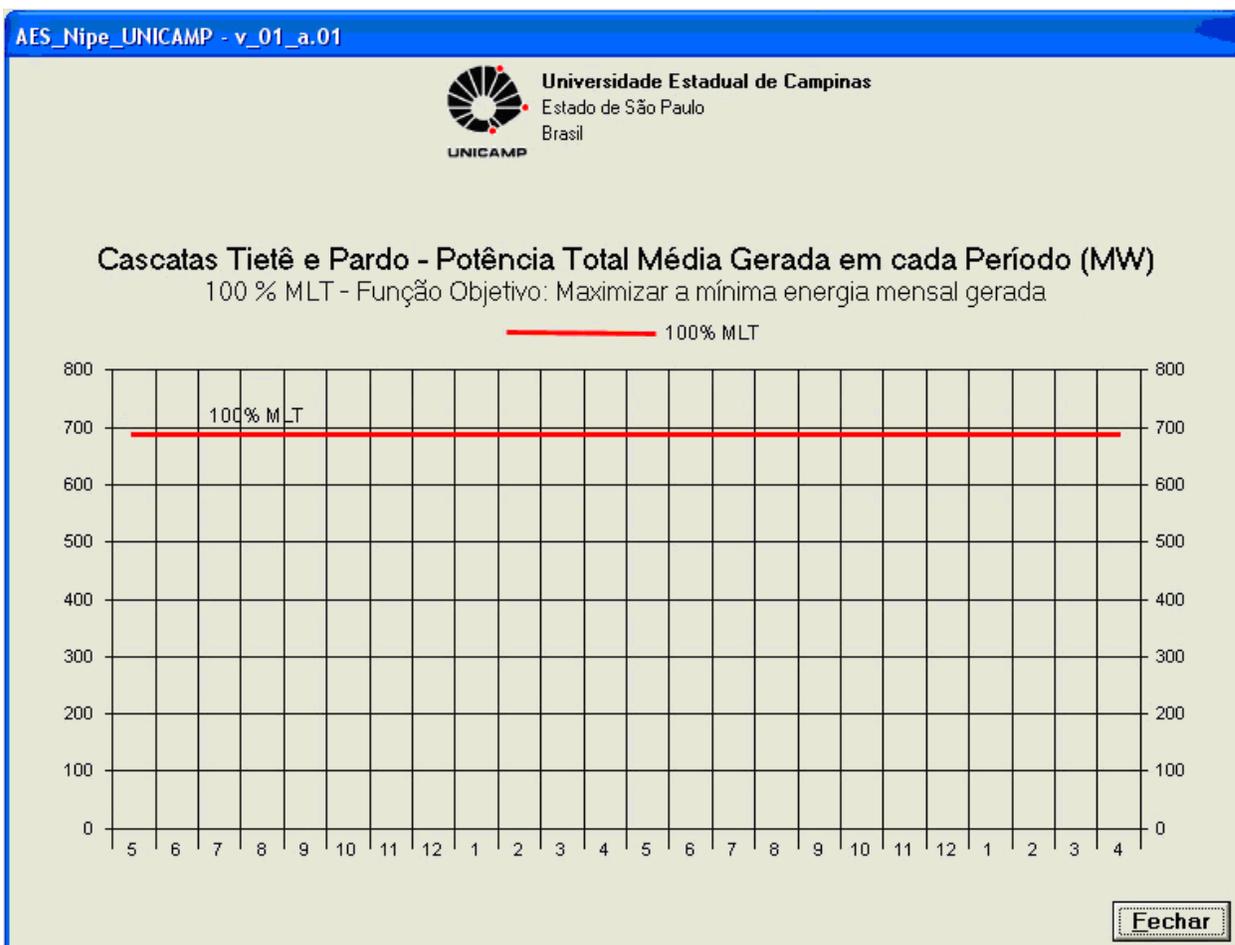


Figura 5.33 – Potências constantes máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com a Hidrologia Média de Longo Termo - MLT.

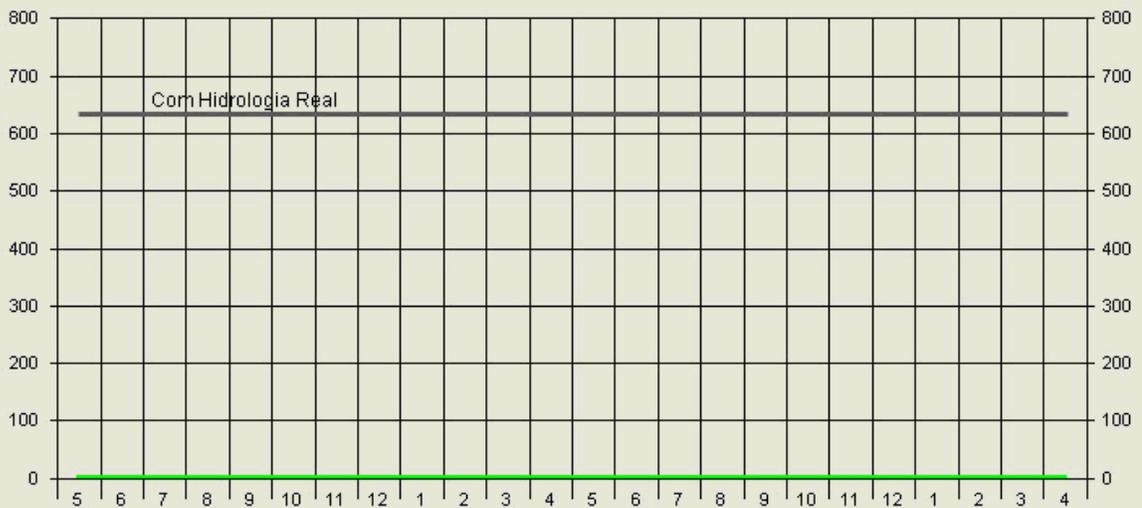
Utilizando a ferramenta de suporte a decisão objeto deste trabalho, partindo-se da mesma situação hipotética admitida para a operação experimental virtual executada em 5.2. (início do período de estudo com os reservatórios totalmente cheios), com uma hidrologia estimada para o período igual à média de longo termo (MLT), e função objetivo de maximizar a menor energia mensal produzida no período, o sistema otimizador determinou a produção de um valor total constante igual a 683 MW.



## Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)

100 % Hidrologia Ocorrida - Função Objetivo: Maximizar a mínima energia mensal gerada

Com Hidrologia Real



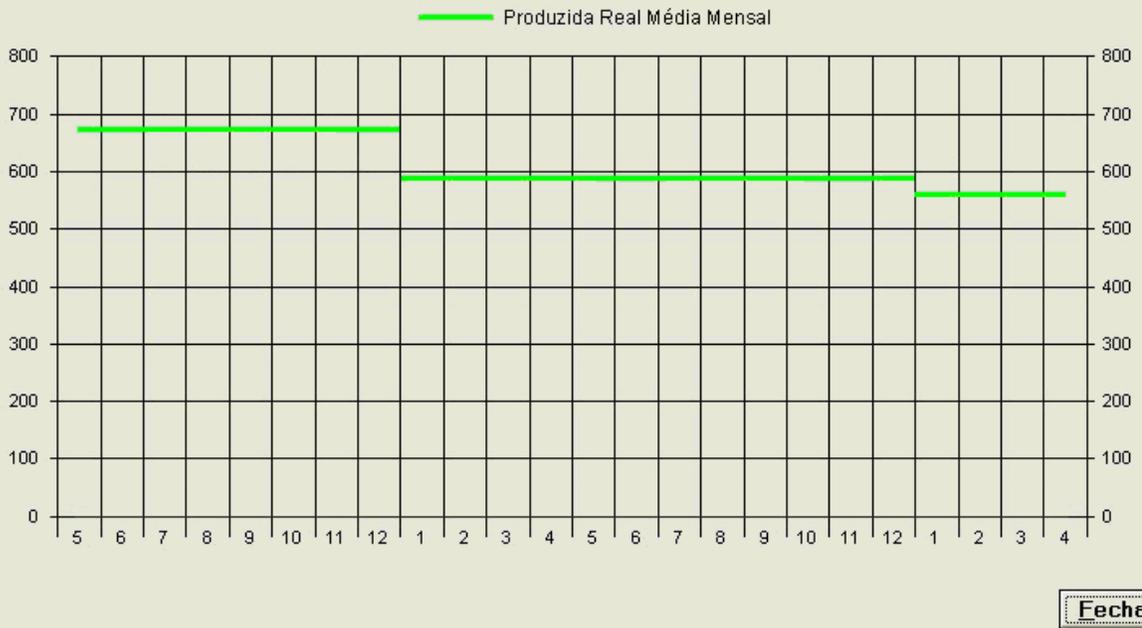
Fechar

Figura 5.34 – Potências constantes máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com a Hidrologia Real Ocorrida.

Utilizando a ferramenta de suporte a decisão objeto deste trabalho, partindo-se da mesma situação hipotética admitida para a operação experimental virtual executada em 5.2. (início do período de estudo com os reservatórios totalmente cheios), aplicando-se a hidrologia real ocorrida no período, e função objetivo de maximizar a menor energia mensal produzida no período, o sistema otimizador determinou a produção de um valor total constante igual a 631 MW.



## Cascatas Tietê e Pardo - Potência Total Média Gerada em cada Período (MW)



Fechar

Figura 5.35 – Potências Reais Geradas (média mensal) nos 24 meses com a Hidrologia Real Ocorrida.

Conforme podemos observar na Tabela Ap.2 do Apêndice A, a soma das energias reais produzidas pelas usinas que constituem as duas cascatas estudadas neste trabalho proporcionaram um valor médio mensal igual a 675 MW no ano de 1999, 589 MW no ano de 2000 e 572 MW no ano de 2001 (quando ocorreu o Plano de Racionamento Energético, popularizado na cultura e mídias brasileiras como “Apagão”).

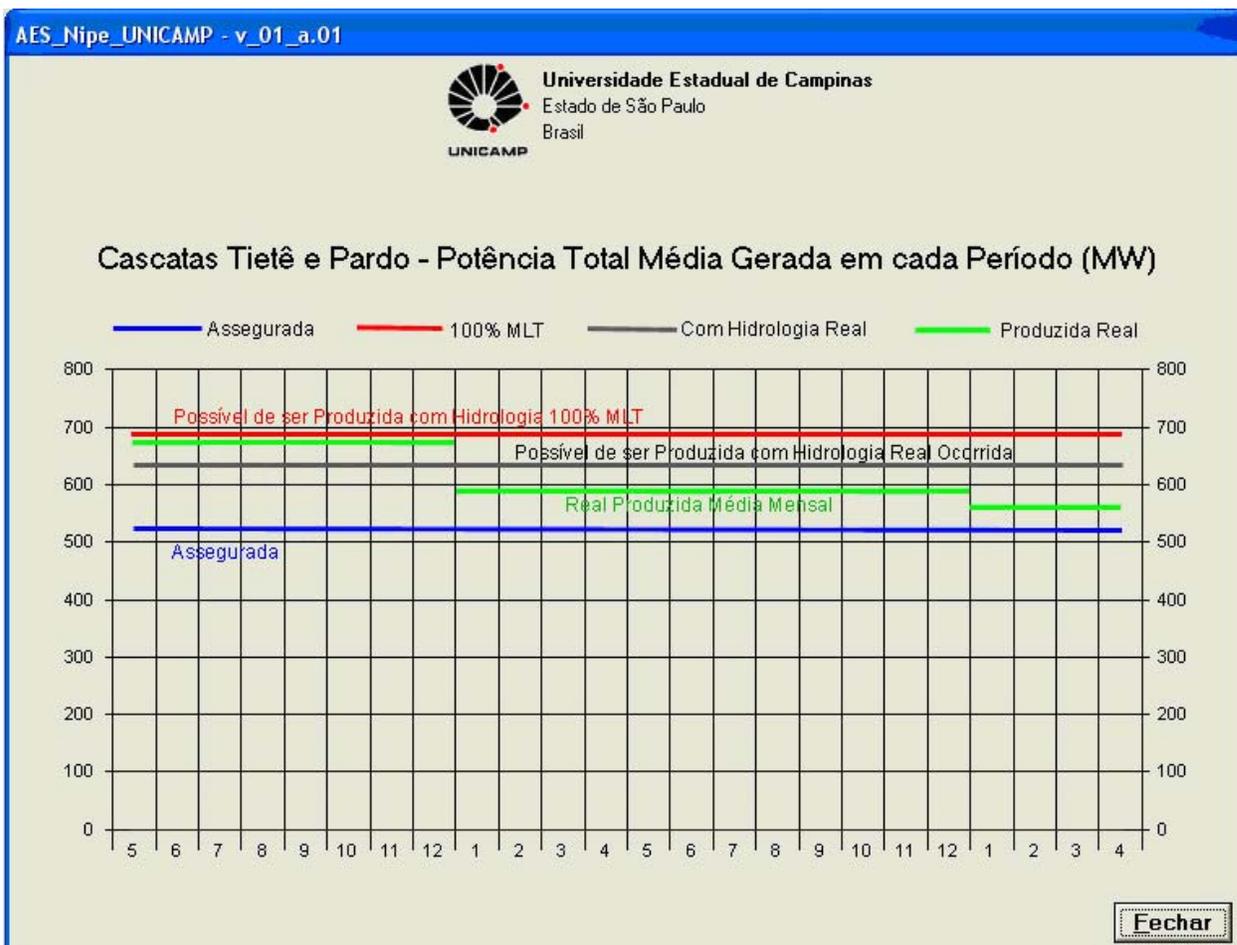


Figura 5.36 – Visualização conjunta das várias Potências constantes Máximas possíveis de serem geradas ou Geradas nos 24 meses com as hidrologias 100% MLT e a Real Ocorrida.

Podemos observar visualmente na figura 5.36 as margens existentes entre a Energia Assegurada do conjunto de usinas das cascatas dos Rios Tietê e Pardo estudadas neste trabalho, a Energia Real Produzida nos anos de 1999, 2000 e 2001 (valor médio mensal), a Energia constante máxima possível de ser gerada nos 24 meses com a Hidrologia Real Ocorrida ou com 100% da MLT.

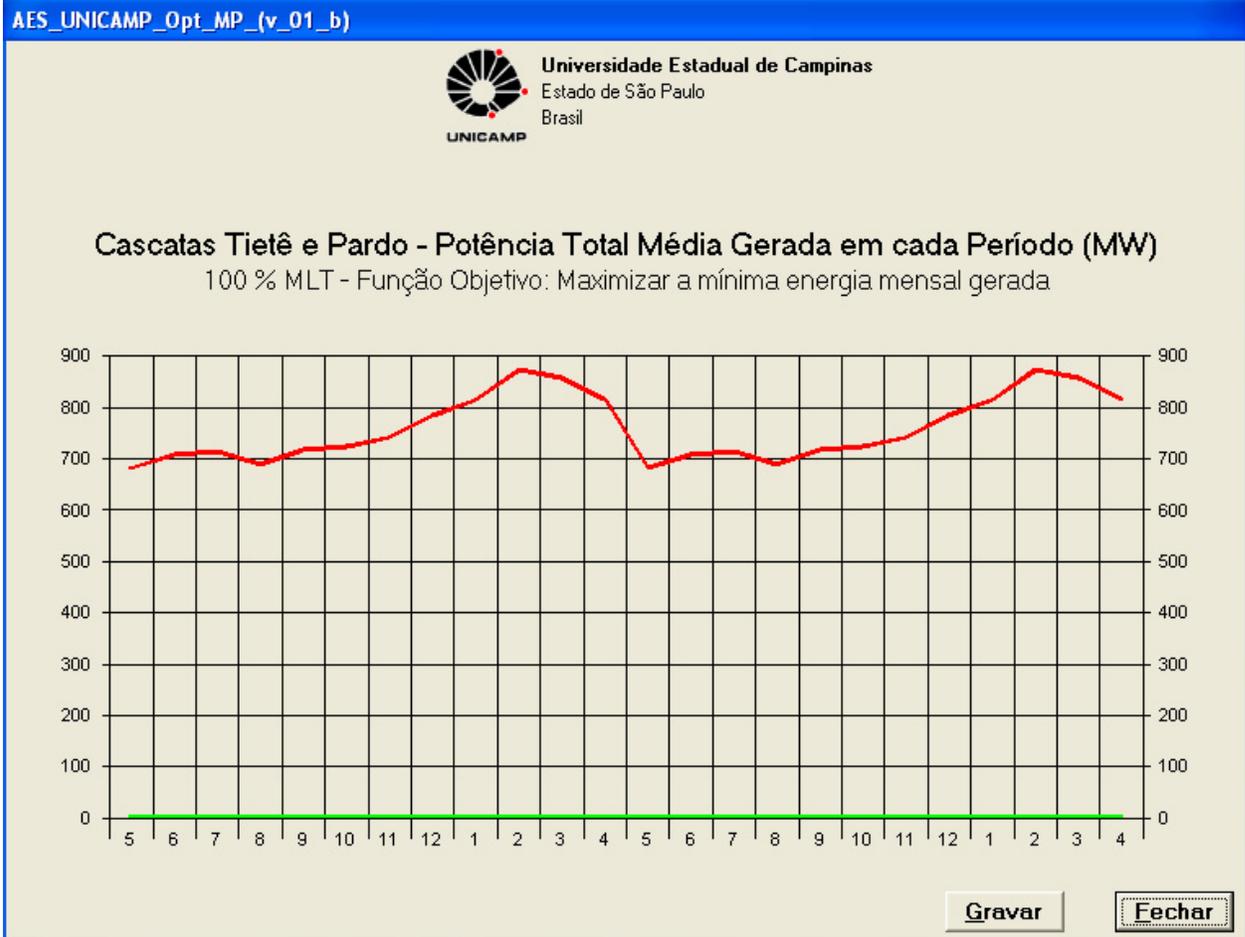


Figura 5.37 – Potências máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com a Hidrologia Média de Longo Termo - MLT.

Com uma hidrologia estimada para o período igual à média de longo termo (MLT), e função objetivo de maximizar a menor energia mensal produzida no período, o sistema otimizador determinou a produção mensal de energia conforme a Figura 5.37, observando-se que há um importante acréscimo no período de Dezembro a Abril.

Fica nítida a diminuição da geração nos períodos mais secos. Cabe salientar a visão de longo horizonte do modelo matemático que determina redução nas gerações do mês “5” (maio) frente a costumeira escassez de recursos hídricos dos meses 6,7,8,9 e 10.

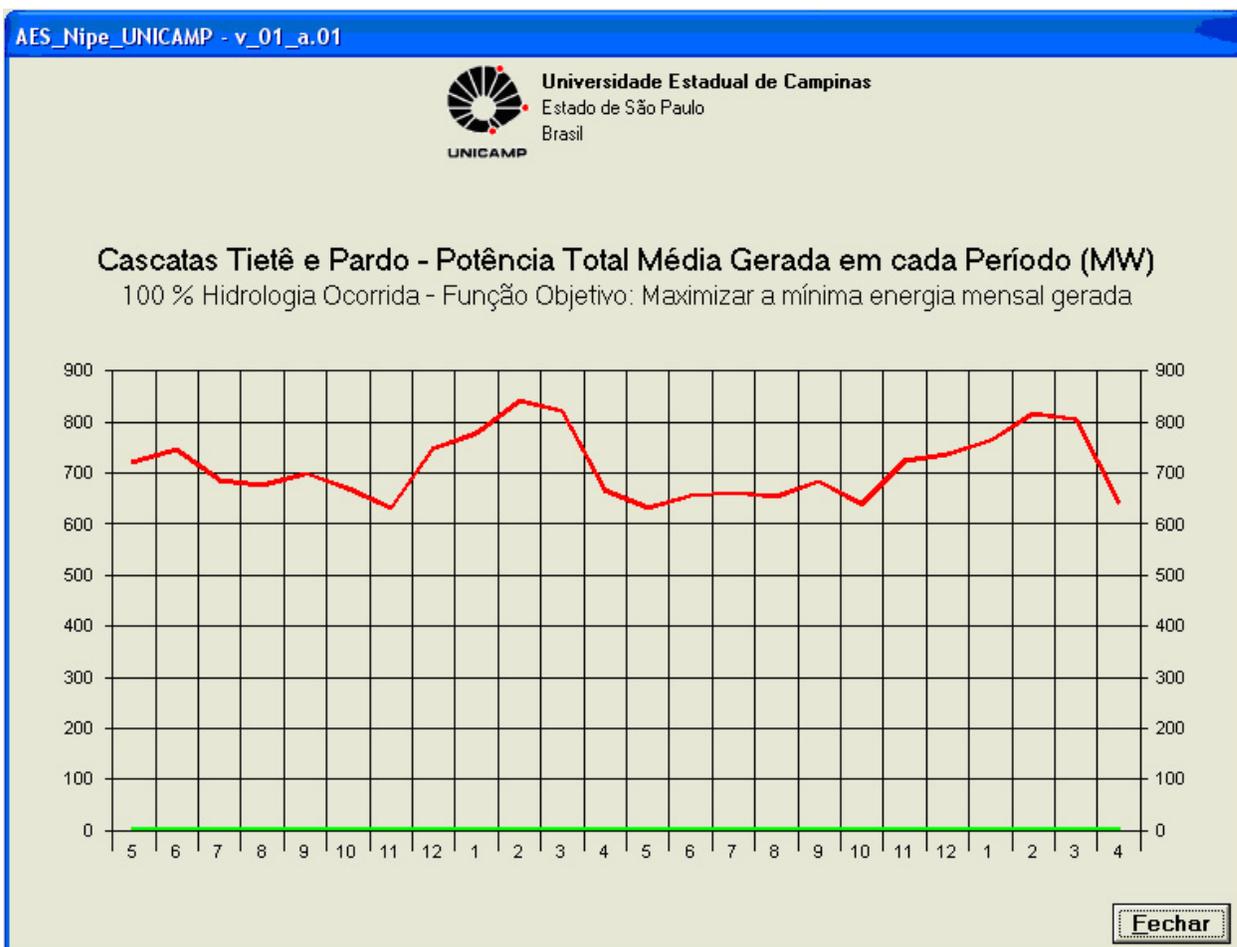


Figura 5.38 – Potências máximas máximas possíveis de serem geradas nos 24 meses com o cenário hidrológico real

Aplicando-se a hidrologia real ocorrida no período, e mesma função, o sistema otimizador determinou a produção mensal de energia conforme a Figura 5.38, sendo este o verdadeiro e real máximo aproveitamento possível (conhecimento prévio do cenário hidrológico real).

Comparando-se as figuras 5.37 e 5.38 observa-se que a MLT leva o modelo a uma política de geração um pouco mais estável, sendo a energia mínima gerada ao longo do horizonte na MLT igual a 680 MW-médio e na série real igual a 630 MW-médio.

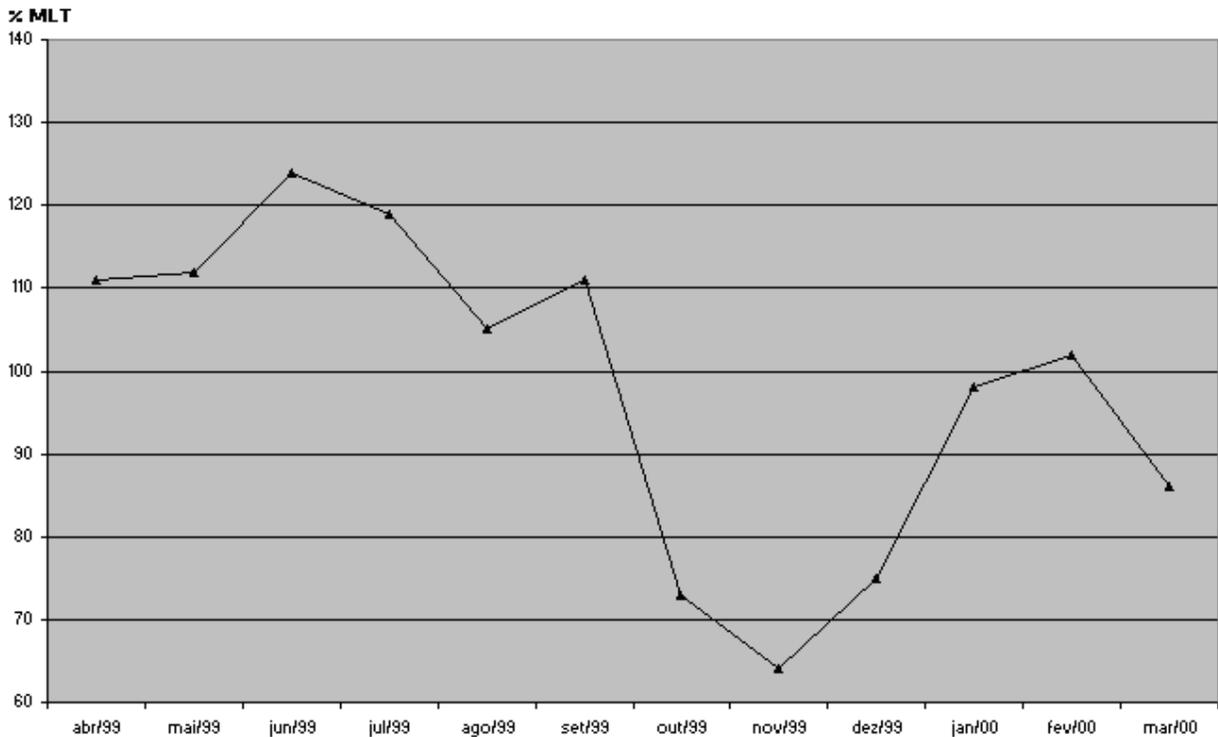


Figura 5.39 – Hidrologia Real Observada nos 12 meses como porcentagem da média de longo termo MLT.

No período estudado de 12 meses da operação experimental virtual executada (maio/1999 a abril/2000), a relação entre a hidrologia real do mês anterior expressa em porcentagem da Média de Longo Termo (MLT) é mostrada na Figura 5.39. Observa-se que os 6 primeiros meses tiveram valores acima da média histórica (100% da MLT), seguindo-se de 6 meses abaixo dela. Os primeiros 3 meses deste período de hidrologia abaixo da média histórica, tiveram valores particularmente bastante inferiores (em torno de 70% do histórico).

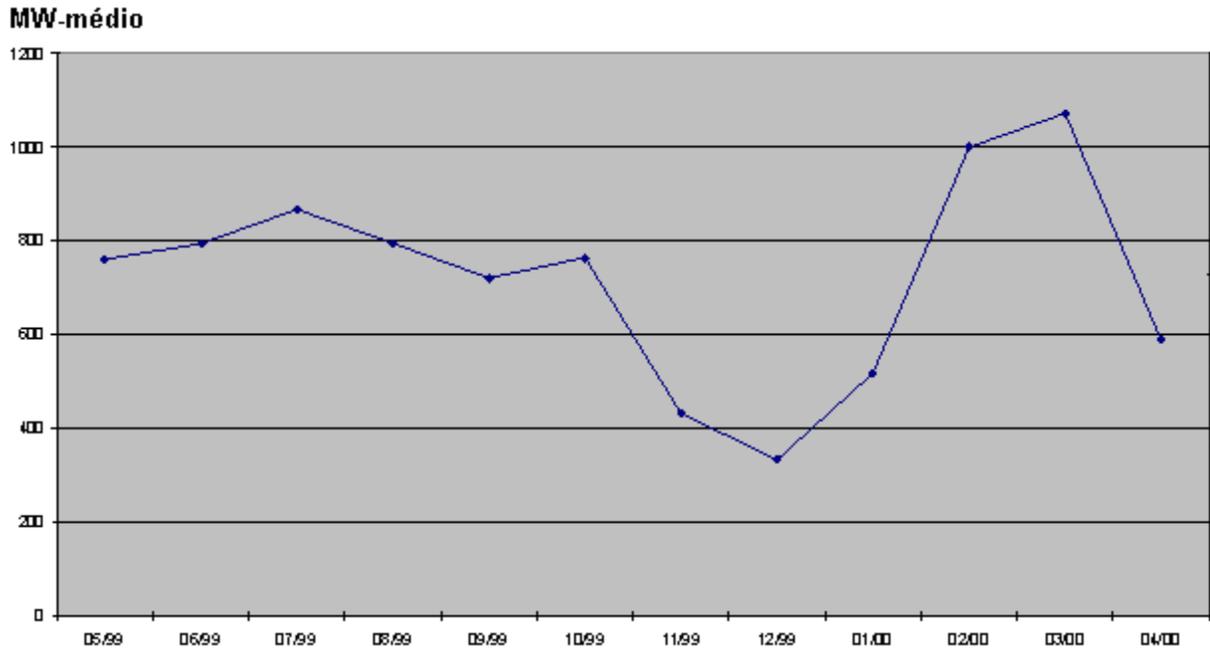


Figura 5.40 – Potencias Virtuais Reais Realizadas nos 12 meses.

No período estudado de 12 meses da operação experimental virtual executada (maio/1999 a abril/2000), a potência total virtual real realizada do sistema é mostrada na Figura 5.40. Observa-se que nos 6 primeiros meses, a produção teve valores aproximadamente constantes em torno dos 800 MW-médio (acima da Energia Assegurada do Sistema). No 7º mês da operação (nov/1999) houve uma importante redução nas potências despachadas e realizadas pelo sistema, pois no mês anterior (out/1999) houve drástica diminuição na hidrologia observada, dado este que foi usado pelo sistema otimizador para a previsão da hidrologia futura, conforme a Regra Operacional estabelecida pelos gerentes do Sistema Otimizador. Esta diminuição na programação da operação se repetiu ainda por mais dois meses pela persistência das hidrologias reais sensivelmente abaixo da MLT, levando o sistema a diminuir consideravelmente sua produção.

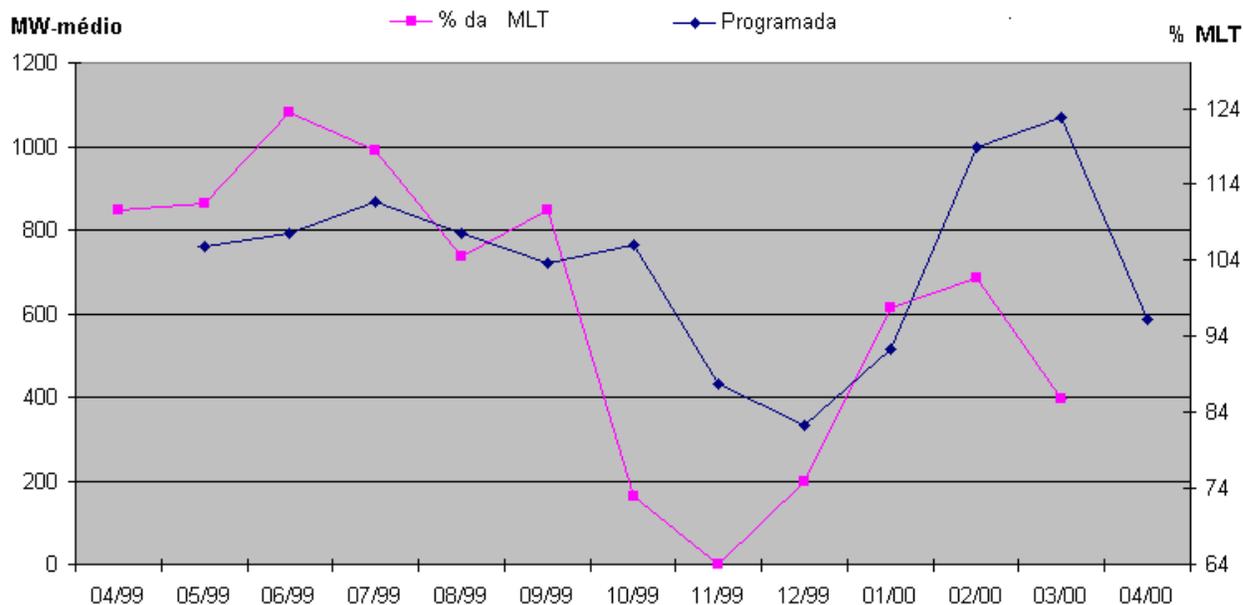


Figura 5.41 – Hidrologia Observada nos 12 meses e as conseqüentes Potencias Virtuais Reais Programadas.

Na Figura 5.41 observa-se o período estudado de 12 meses da operação experimental virtual executada, incluindo ainda o mês anterior ao início do período de estudo, de forma a abrigar a hidrologia ocorrida no mês anterior, parâmetro de suma importância para o processamento da otimização, feito no primeiro dia de cada novo mês da operação. No 7º mês da operação (nov/1999) houve uma importante redução nas potências despachadas e realizadas pelo sistema, pois no mês anterior (out/1999) houve drástica diminuição na hidrologia observada. A Regra Operacional estabelecida pelos gerentes do Sistema Otimizador retoma automaticamente a programação de potências em valores mais elevados após os 3 meses de hidrologia atípica observados.

## **6. CONCLUSÕES**

O trabalho de pesquisa executado resultou em uma interessante ferramenta de suporte à decisão para o planejamento da operação de sistemas de geração de energia hidroelétricos.

É baseada em técnicas matemáticas bastante sofisticadas e de grande robustez em seu módulo de otimização (GAMS / CONOPT).

Verifica-se que a ferramenta apresenta para o usuário final que vai operar o sistema de geração, uma interface bastante amigável, possibilitando uma rápida análise de situações operacionais sobre diferentes condições hidrológicas.

A abordagem do problema atingiu grau de detalhamento topológico do sistema bastante satisfatório, o que pode ser visto no equacionamento do problema.

Um dos grandes problemas ao tratar a operação de sistemas de geração hidroelétricos que é a caracterização do cenário hidrológico, foi desenvolvido com uma abordagem recursiva a períodos conhecidos imediatamente anteriores que são comparados com as respectivas médias de longo termo (MLT).

Isto é bastante razoável, pois o modelo é processado com horizonte de 24 meses, mas este procedimento é repetido ao início de cada novo período a ser implementado.

Os resultados foram bastante pertinentes, pois o modelo sinalizou previamente a necessidade de decréscimos na geração em virtude de sua visualização de cenários críticos de afluências.

O estudo de caso realizado nas usinas das bacias dos rios Tietê e Pardo demonstraram a viabilidade técnica da ferramenta, caracterizando este trabalho como uma ferramenta de suporte à decisão.

Como recomendações da sequência desta pesquisa, caberiam estudos exploratórios com a ferramenta desenvolvida, onde poder-se-ia contemplar:

a) estudos com outras funções objetivo, caminhando na direção do estudo de soluções de compromisso.

b) comparações com políticas aplicadas por empresas geradoras.

Deste modo recomenda-se o modelo para aplicação no dia a dia da operação de sistemas hidroelétricos, como o estudo de caso realizado.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ASCE - American Society of Civil Engineering Task Committee Sustainability Criteria (1998). "Sustainability for water resources systems." ASCE and UNESCO/IHP IV Project M-4.3, Water Resources Planning and Management Division, ASCE, Reston, Va.
- BARBOSA, P.S.F. Contribuição ao estudo do controle de cheias em sistemas de reservatórios com finalidades múltiplas. São Paulo: EPUSP, USP, Tese (Doutorado) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 182p. 1990.
- BARBOSA, P.S.F., SOLIANI, R., FRANCATO, A.L., A Non Linear Optimization Algorithm for Electric Energy Contracting in Competitive Markets. Proceedings XXII Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, v.2, p. 191-202, Campinas, SP, Nov. 2001.
- BECKER, L., and YEH, W. (1974). "Optimization of real-time operation of a multiple reservoir system." *Water Resour. Res.*, 10(6), 1107-1112.
- BRAGA, B.P.F., BARBOSA, P.S.F., BARROS, M.T.L. "Siscom: Sistema Computacional de Apoio ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidroelétricos", *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v.3, no.4, Dez. 1998.
- CABALLERO, Y., CHEVALLIER, P., BOONE, A., and NOILHAN, J. (2001). "River flow modeling for a tropical high-altitude mountain: A case study of the Rio Zongo Valley in the Royal Cordillera, Bolivia." 6th Scientific Assembly of the International Association of Hydrological Sciences, Maastricht, The Netherlands.

- CICOGNA, M.A. e SOARES, S. Um sistema de suporte a decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. 2003.
- COHON, J. (1978). Multiobjective programming and planning, Academic, New York.
- FORTUNATO, L.A.M. et al. Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica – EDUFF, Eletrobrás, 1990.
- FRANCATO, A.L., e BARBOSA, P.S.F. (1997). Fatores determinantes das propriedades operativas ótimas de sistemas hidroelétricos. Anais do XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, v.3., p.1-7, Vitória-ES, Nov. 1997
- FRANCATO, A.L. e SOLIANI, R. Um Modelo de Programação Não-Linear para a Otimização da Operação de Sistemas Hidroelétricos. “XIX Congresso Latinoamericano de Hidráulica”, Córdoba - Argentina, Tomo I, p. 665-674. outubro, 2000.
- HIGGINS, J., and BROCK, W. (1999). “Overview of reservoir release improvements at 20 TVA dams.” J. Energy Eng., 125(1), 1-17.
- KLIPSCH, J. (2002). “HEC-RESSIM: Capabilities and plans.” Second Federal Interagency Modeling Conf., Las Vegas.
- LABADIE, J. (1999). “Generalized dynamic programming package: CSUDP.” Documentation and user manual, Dept. of Civil Engineering, Colorado State Univ., Ft. Collins, Colo.
- LABADIE, J., BRAZIL, L., CORBU, I., eds. (1989). Computerized decision support systems for water managers, ASCE, Reston, Va.
- LARSON, R., LABADIE, J., and BALDO, M. (1998) “MODSIM: Decision support system for river basin water rights administration.” Proc., First Federal Interagency Hydrologic Modeling Conf., Las Vegas.
- LOUCKS, D. P. (2000). “Sustainable Water Resources Management” Water Int. 25(1), 3-10.
- MUNEVAR, A., and CHUNG, F. (1999). “Modeling California’s water resource systems with CALSIM.” Proc., 26th
- PALMER, R. (2000). “Task committee report on shared vision modeling in water resources planning.” Proc., 26th Annual ASCE Water Resources Planning and Management Conf., Minneapolis.

- STEIN, S., MILLER, C., SCOUT, S., and WEBB, J. (2001). "Big Sandy River basin STELLA reservoir regulation model." Proc., World Water and Environmental Congress, ASCE, Orlando, Fla.
- TAUXE, G., INMAN, R., and MADES, D. (1980). "Multiple objectives in reservoir operation." J. Water Resour. Plan. Manage., 106(1), 225-238.
- USACE, U.S. Army Corps of Engineers. (1997). "Engineering and design: Hydrologic engineering requirements for reservoirs." Engineer manual 1110-2-1420, Washington, D.C.
- VARVEL, K., and LANSEY, K. (2002). "Simulation surface water flow on the upper Rio Grande using PowerSim 2001." SAHRA-NSF Science and Technology Center for Sustainability of Semi-Arid Hydrology and Riparian Areas, Second Annual Meeting, University of Arizona, Tucson, Ariz.
- WCD, World Commission on Dams. (2000). Dams and development: A new framework for decision-making, Earthscan Publications Ltd., London and Sterling, Va.
- YEH, W. (1985). "Reservoir management and operations models: A state-of-the-art review." Water Resour. Res., 21(12), 1797-1818.
- ZAGONA, E., FULP, T., GORANFLO, H.M., and SHANE, R. (1998). "RiverWare: A general river and reservoir modeling environment." Proc., First Federal Interagency Hydrologic Modeling Conf., Las Vegas, 113-120.



## APÊNDICE – A

### RESUMO DAS ENERGIAS ASSEGURADAS DAS USINAS E DAS GERAÇÕES REALIZADAS NO PERÍODO 1997 A 2004

**Tabela Ap.1 - Resumo das energias asseguradas das Usinas**

			Assegurada	Instalada
1	Barra Bonita	BAB	45	132
2	A. S. Lima (Bariri)	BAR	66	142
3	Ibitinga	IBI	74	120
4	Promissão	PRO	104	256
5	Nova Avanhandava	NAV	139	339
			428	
6	Caconde	CAC	33	72
7	Euclides da Cunha	EUC	49	100
8	A. S. Oliveira (Limoeiro)	LMO	15	31
			97	
9	Água Vermelha	AGV	746	1345
			746	
10	Mogi Guaçu	MGI	4	
			4	
	Total		1275	2537



## APÊNDICE – B

Estatísticas Computacionais de um Processamento de Otimização da Operação Mensal

GAMS Rev 121 Windows NT/95/98 02/11/06 16:29:56 PAGE 20  
General Algebraic Modeling System

### MODEL STATISTICS

BLOCKS OF EQUATIONS	96	SINGLE EQUATIONS	2970
BLOCKS OF VARIABLES	40	SINGLE VARIABLES	2914
NON ZERO ELEMENTS	8770	NON LINEAR N-Z	1704
DERIVATIVE POOL	387	CONSTANT POOL	62
CODE LENGTH	54750	DISCRETE VARIABLES	576

GENERATION TIME = 0.220 SECONDS 2.4 Mb WIN200-121

EXECUTION TIME = 0.220 SECONDS 2.4 Mb WIN200-121  
GAMS Rev 121 Windows NT/95/98 02/11/06 16:29:56 PAGE 21  
General Algebraic Modeling System

### SOLVE SUMMARY

MODEL PLANHIDRO1 OBJECTIVE Z

\*\*\*\* SOLVER STATUS 1 NORMAL COMPLETION

\*\*\*\* MODEL STATUS 2 LOCALLY OPTIMAL  
\*\*\*\* OBJECTIVE VALUE 5659.8229

RESOURCE USAGE, LIMIT	45.641	30000.000
ITERATION COUNT, LIMIT	2198	500000
EVALUATION ERRORS	0	0

Simple B&B Mar 21, 2001 WIN.SB.SB 20.0 004.019.039.WAT

Relaxed problem gives integer solution.

\*\*\*\* REPORT SUMMARY : 0 NONOPT  
0 INFEASIBLE  
0 UNBOUNDED  
0 ERRORS

## **ANEXOS**

Outros gráficos produzidos pelo sistema para cada uma das doze operações mensais

- Gráfico das vazões turbinadas médias mensais
- Gráfico das vazões vertidas médias mensais
- Gráfico das produtibilidades médias mensais

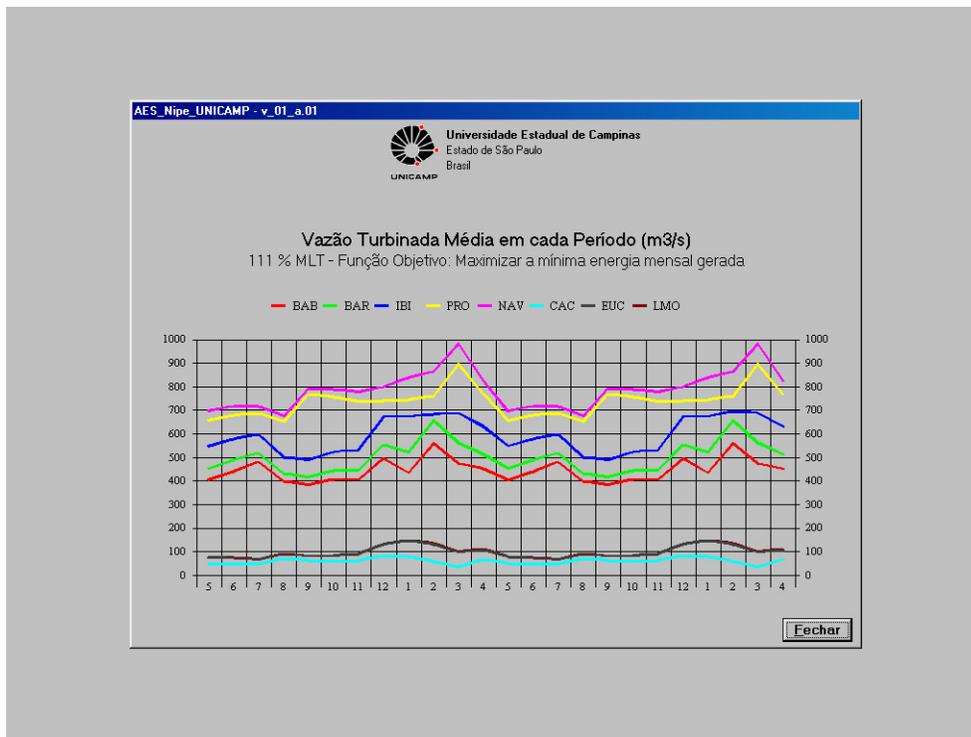


Figura An.1 – Vazões turbinadas para o 1º mês da operação - Maio de 1999

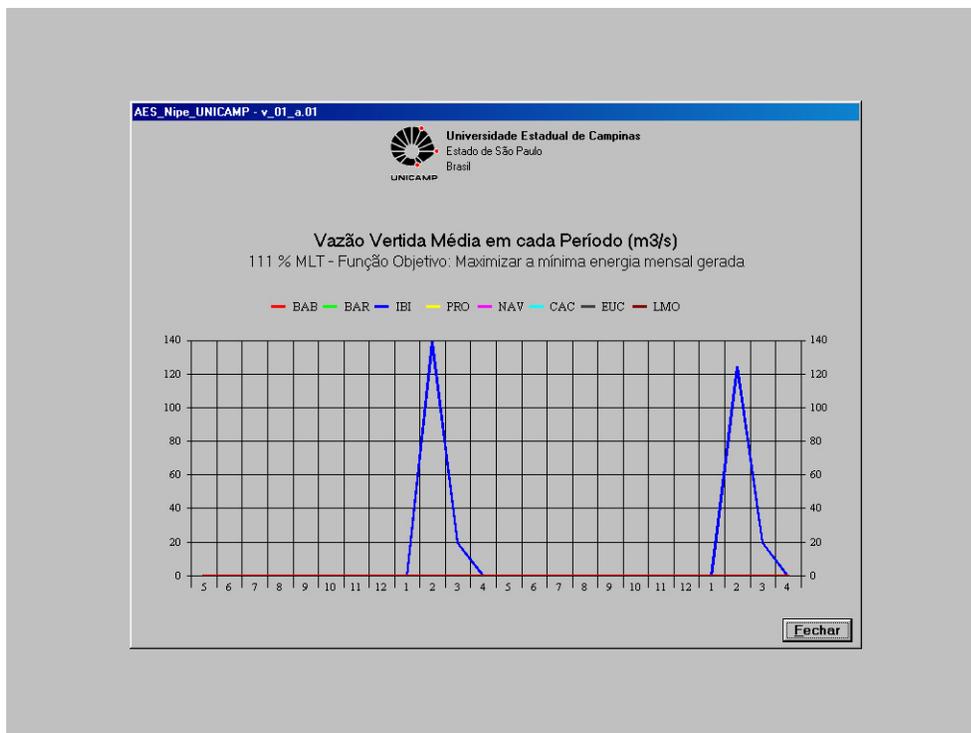


Figura An.2 – Vazões vertidas para o 1º mês da operação - Maio de 1999

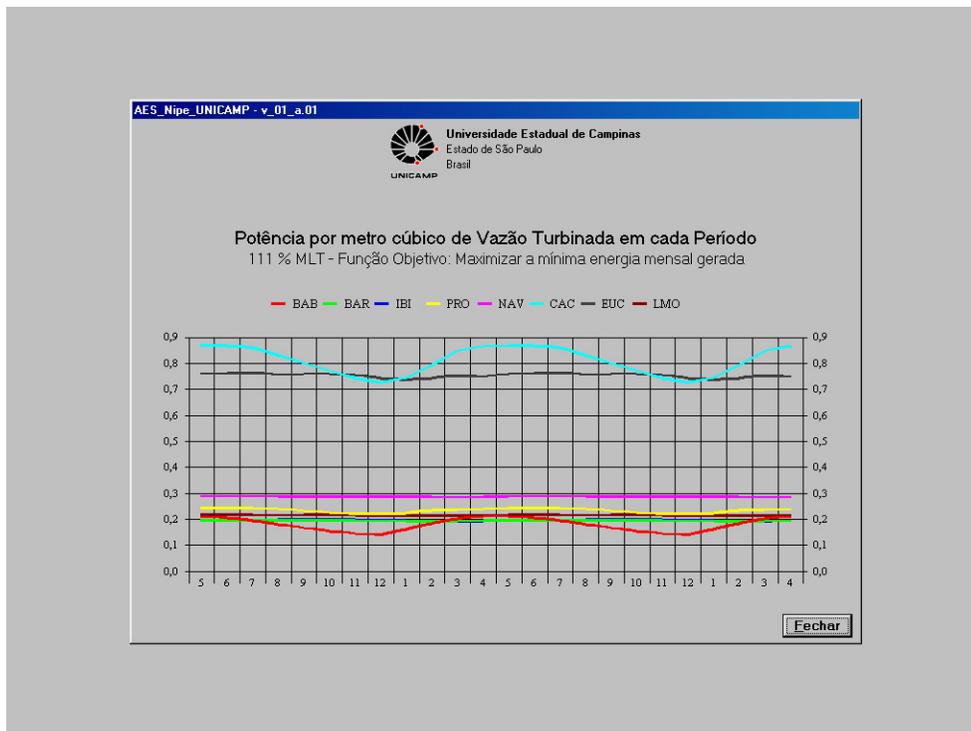


Figura An.3 – Produtibilidades para o 1º mês da operação - Maio de 1999

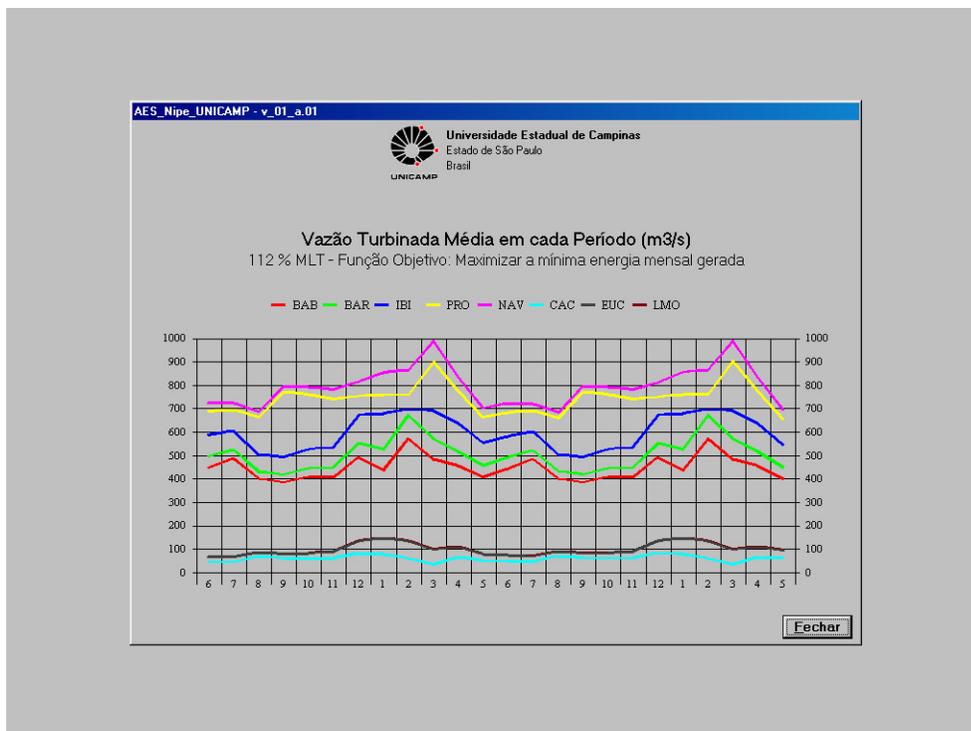


Figura An.4 – Vazões turbinadas para o 2º mês da operação - Junho de 1999

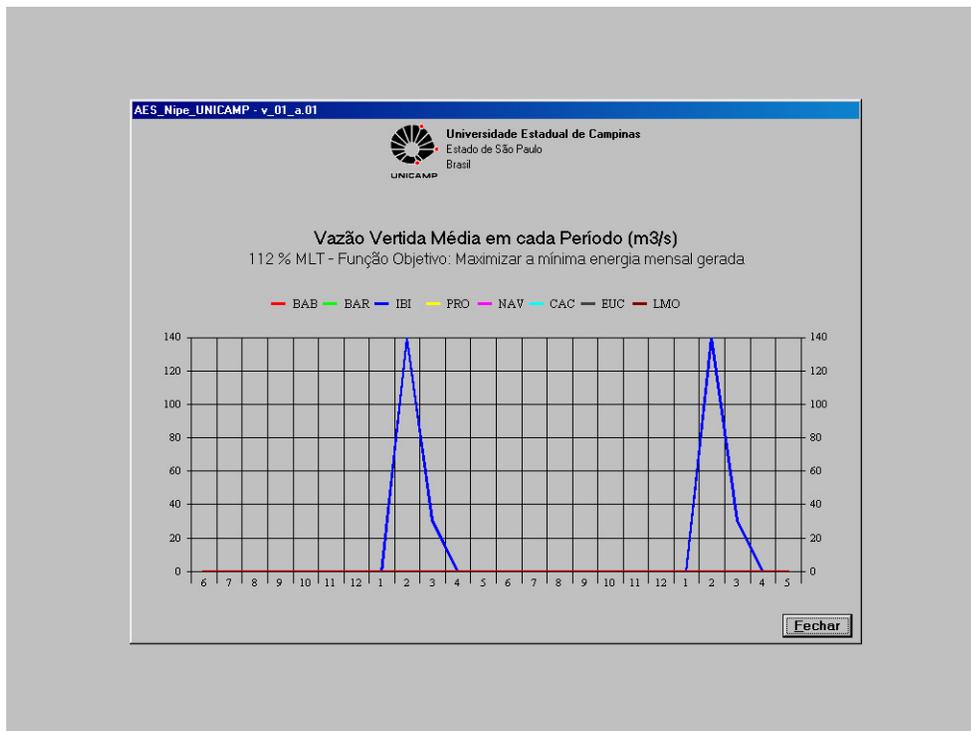


Figura An.5 – Vazões vertidas para o 2º mês da operação - Junho de 1999

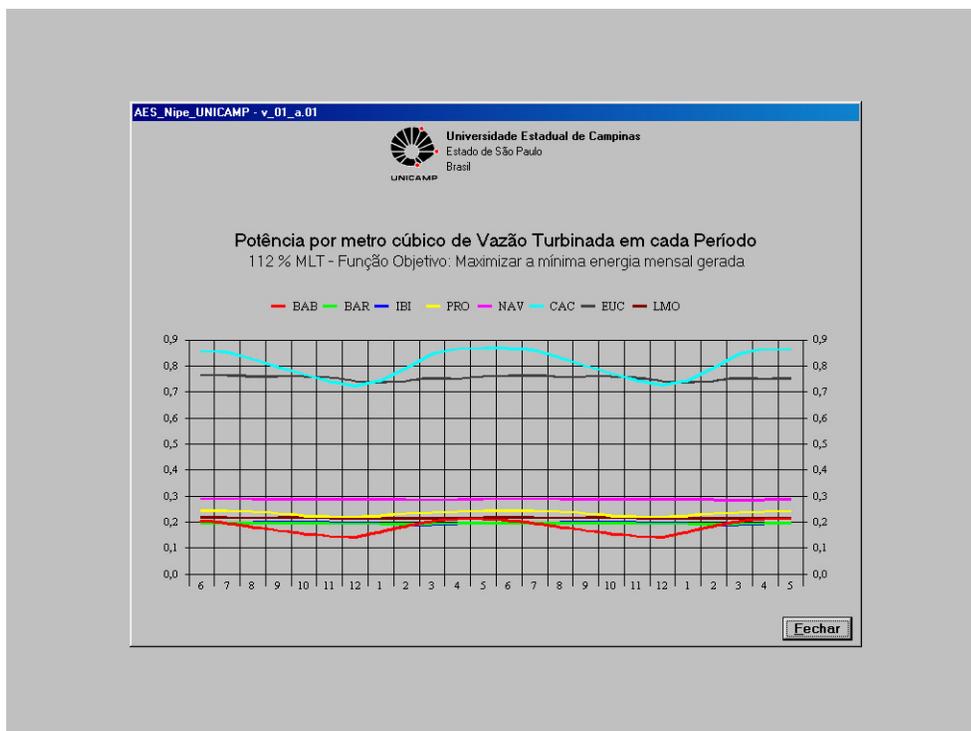


Figura An.6 – Produtibilidades para o 2º mês da operação - Junho de 1999

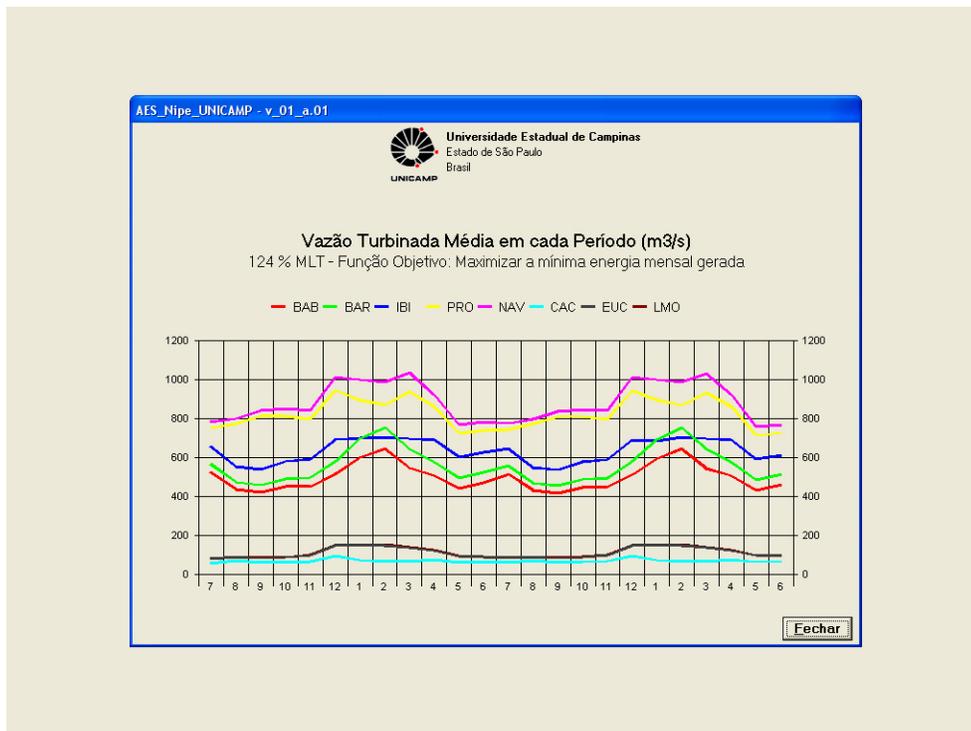


Figura An.7 – Vazões turbinadas para o 3º mês da operação - Julho de 1999

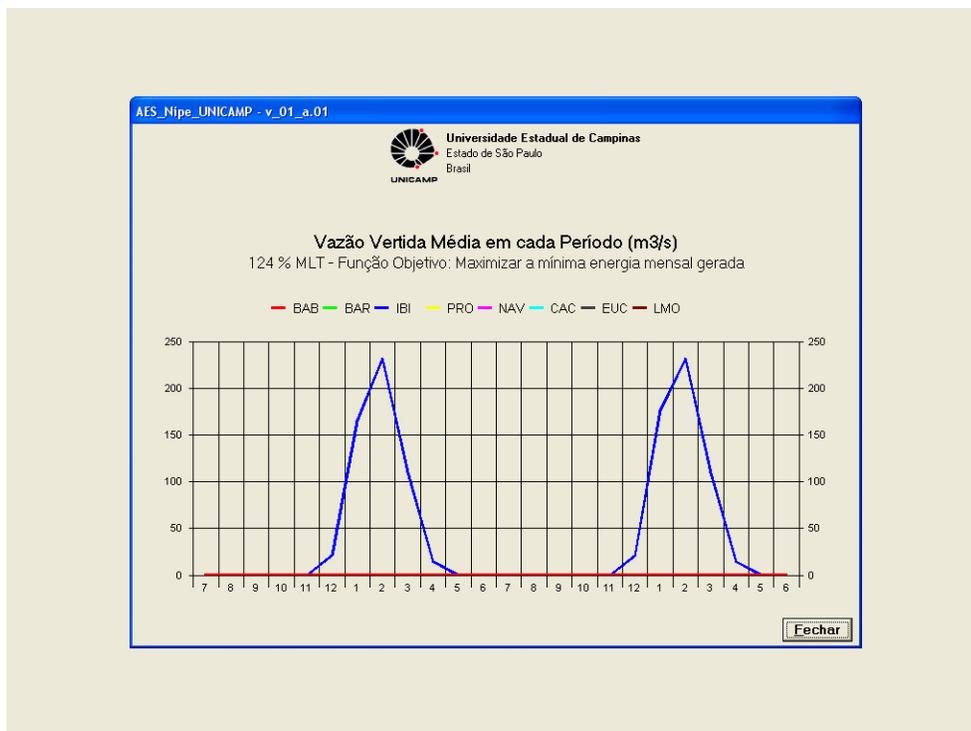


Figura An.8 – Vazões vertidas para o 3º mês da operação - Julho de 1999

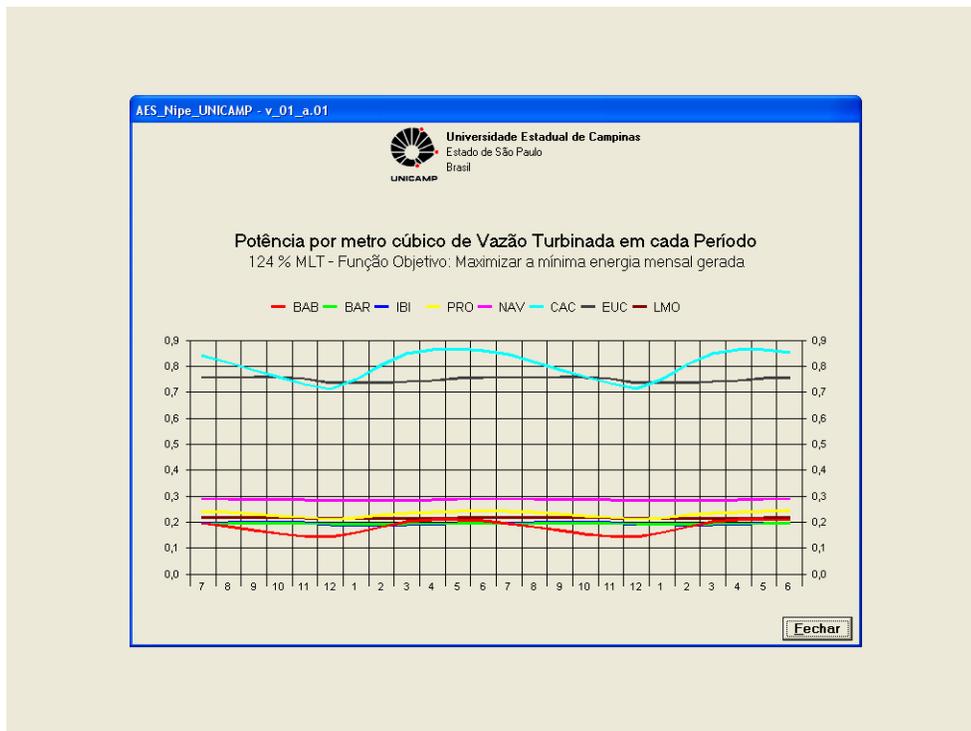


Figura An.9 – Produtibilidades para o 3º mês da operação - Julho de 1999

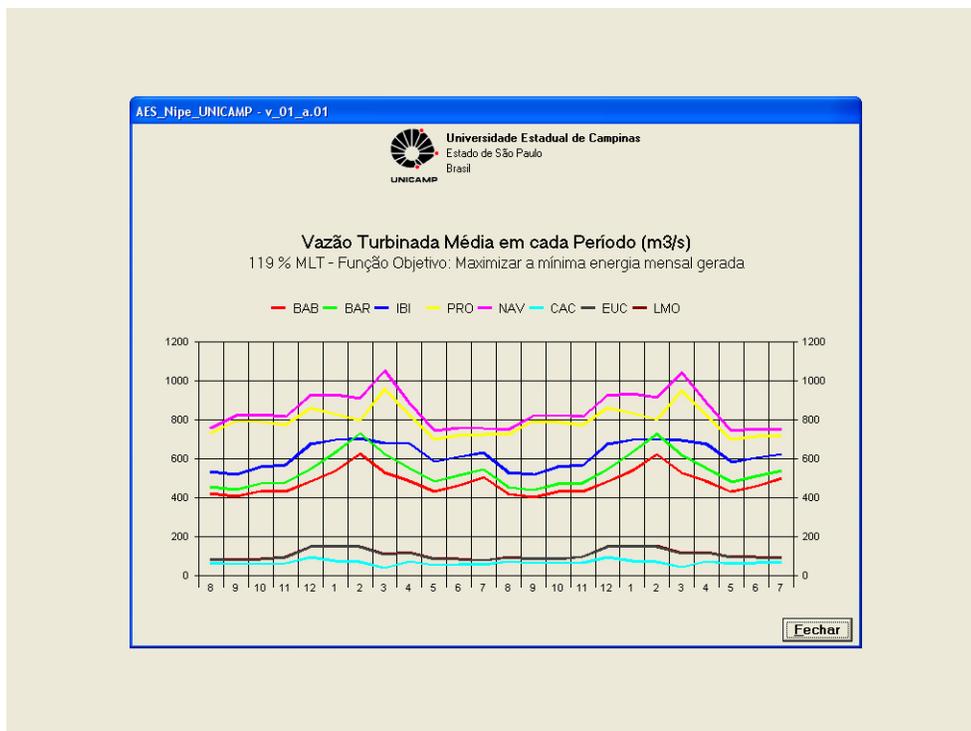


Figura An.10 – Vazões turbinadas para o 4º mês da operação - Agosto de 1999

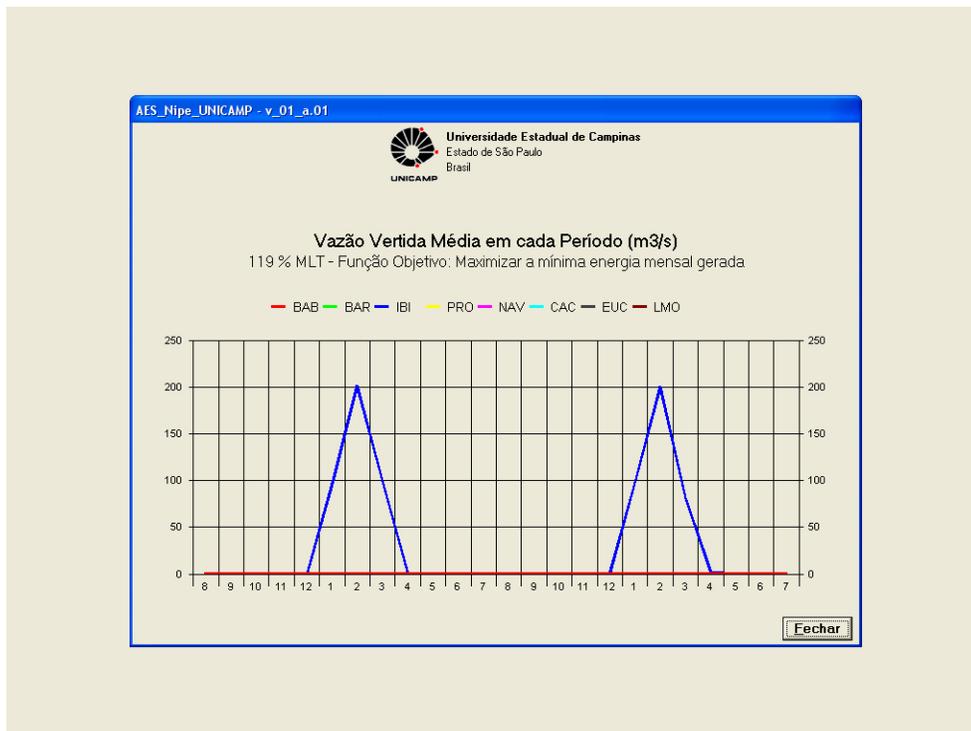


Figura An.11 – Vazões vertidas para o 4º mês da operação - Agosto de 1999

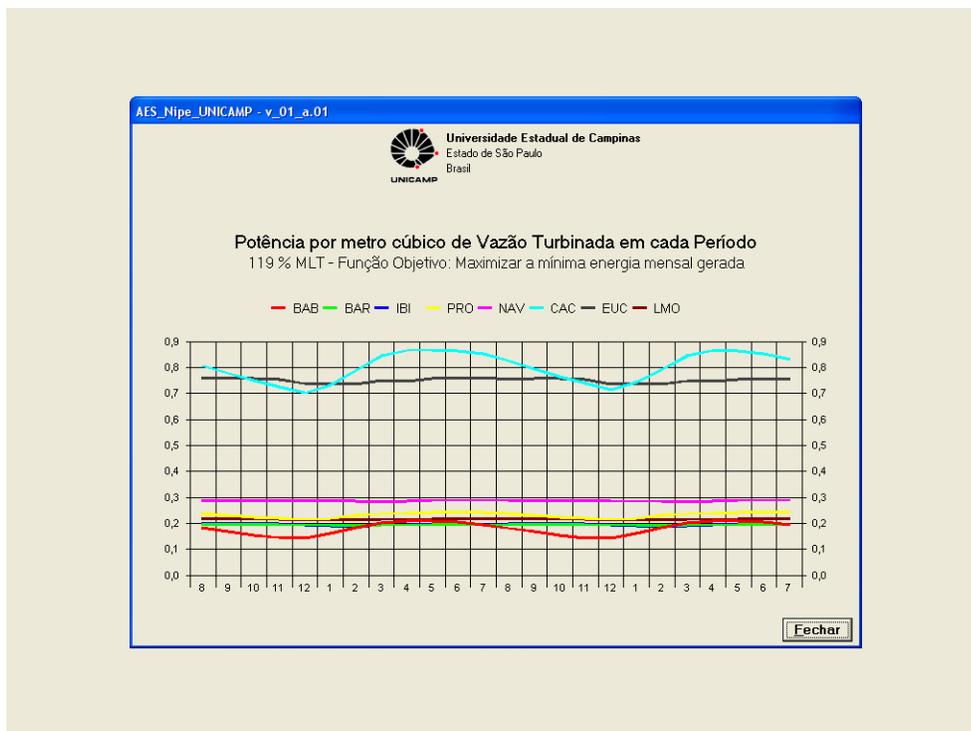


Figura An.12 – Produtibilidades para o 4º mês da operação - Agosto de 1999

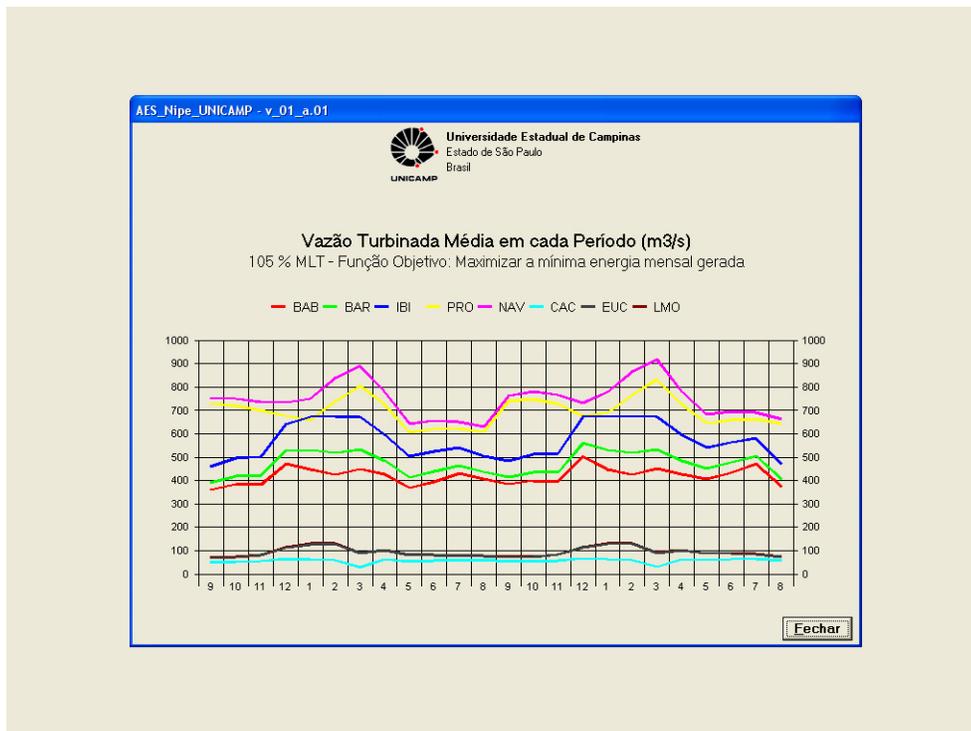


Figura An.13 – Vazões turbinadas para o 5º mês da operação - Setembro de 1999

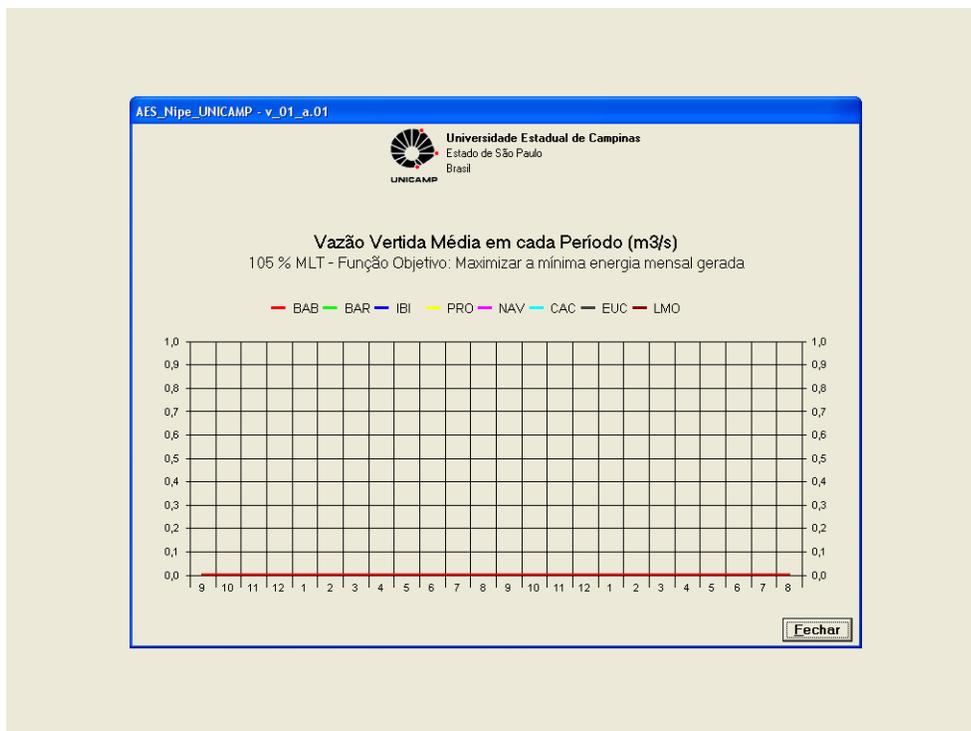


Figura An.14 – Vazões vertidas para o 5º mês da operação - Setembro de 1999

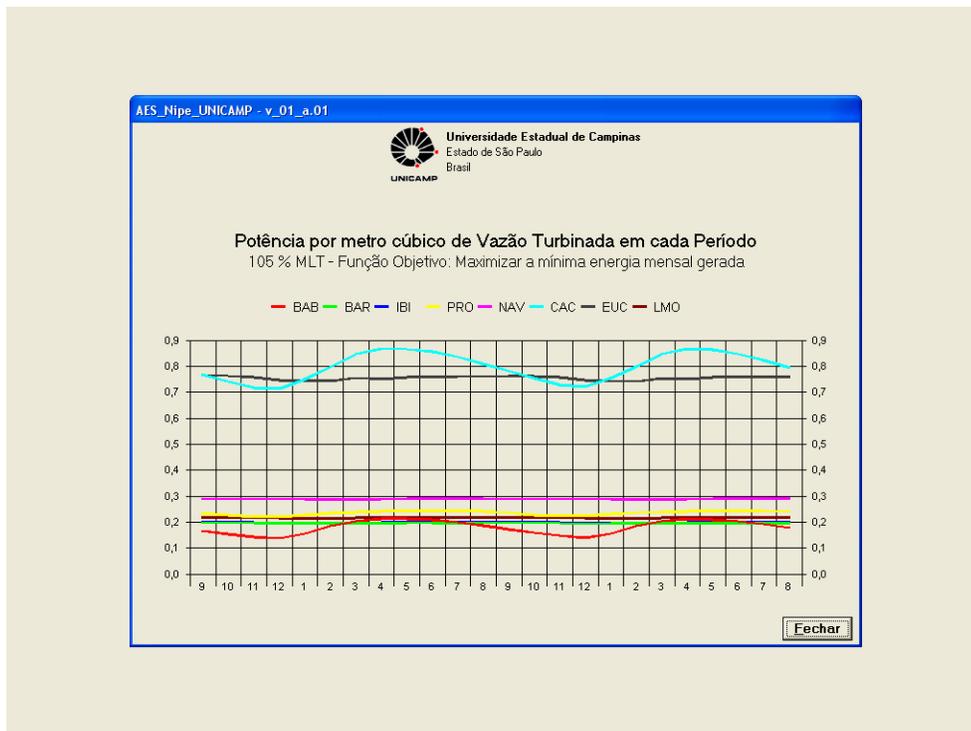


Figura An.15 – Produtibilidades para o 5º mês da operação - Setembro de 1999

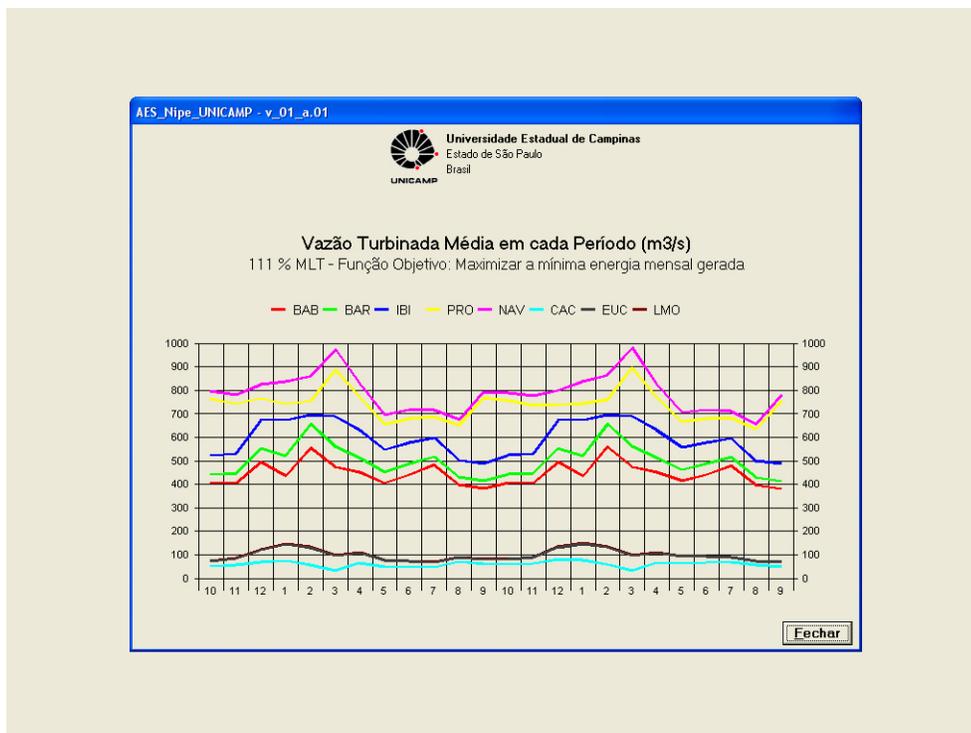


Figura An.16 – Vazões turbinadas para o 6º mês da operação - Outubro de 1999

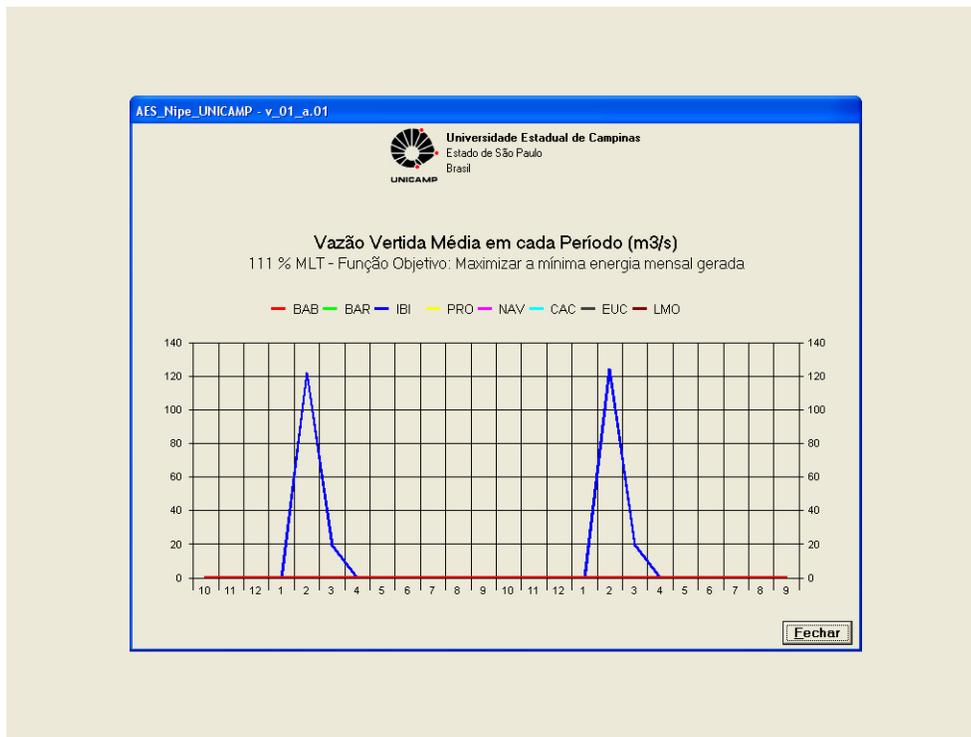


Figura An.17 – Vazões vertidas para o 6º mês da operação - Outubro de 1999

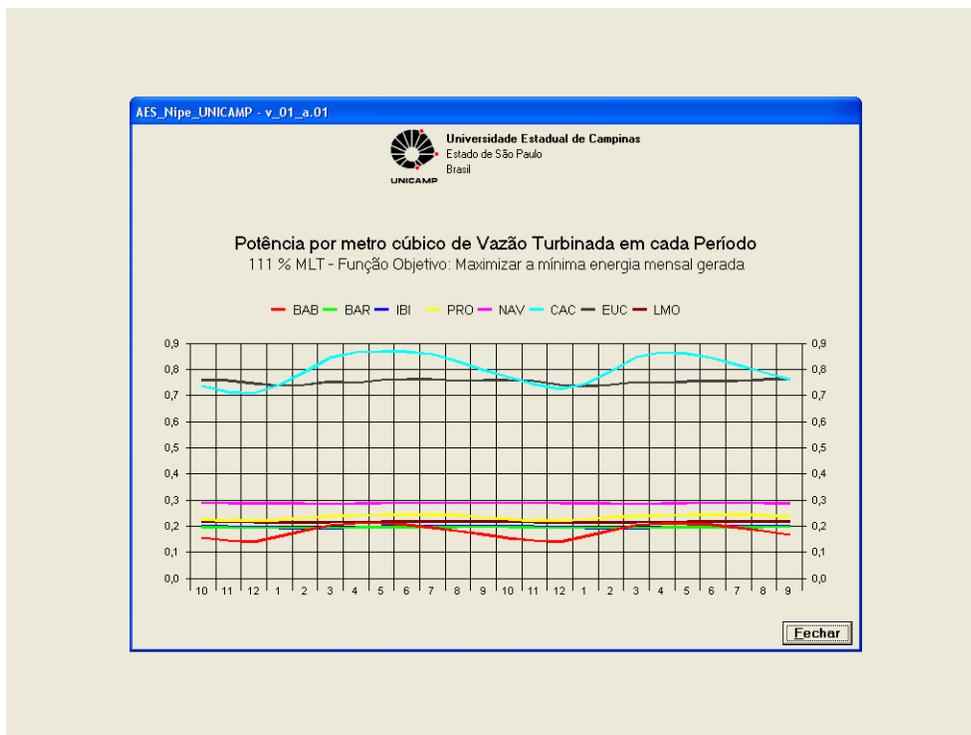


Figura An.18 – Produtibilidades para o 6º mês da operação - Outubro de 1999

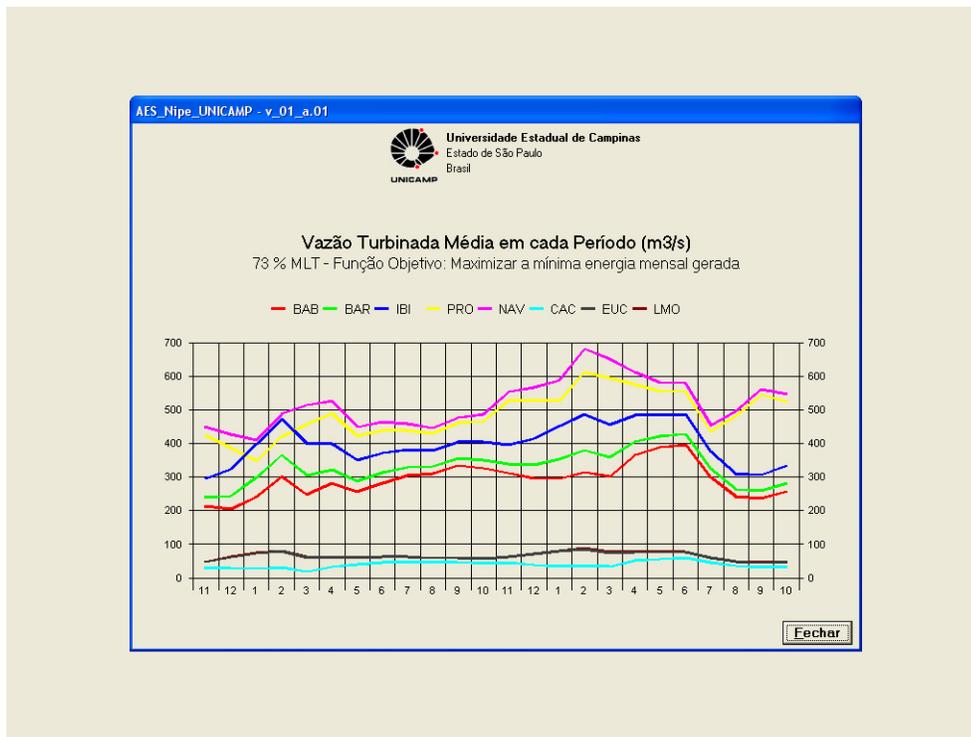


Figura An.19 – Vazões turbinadas para o 7º mês da operação - Novembro de 1999

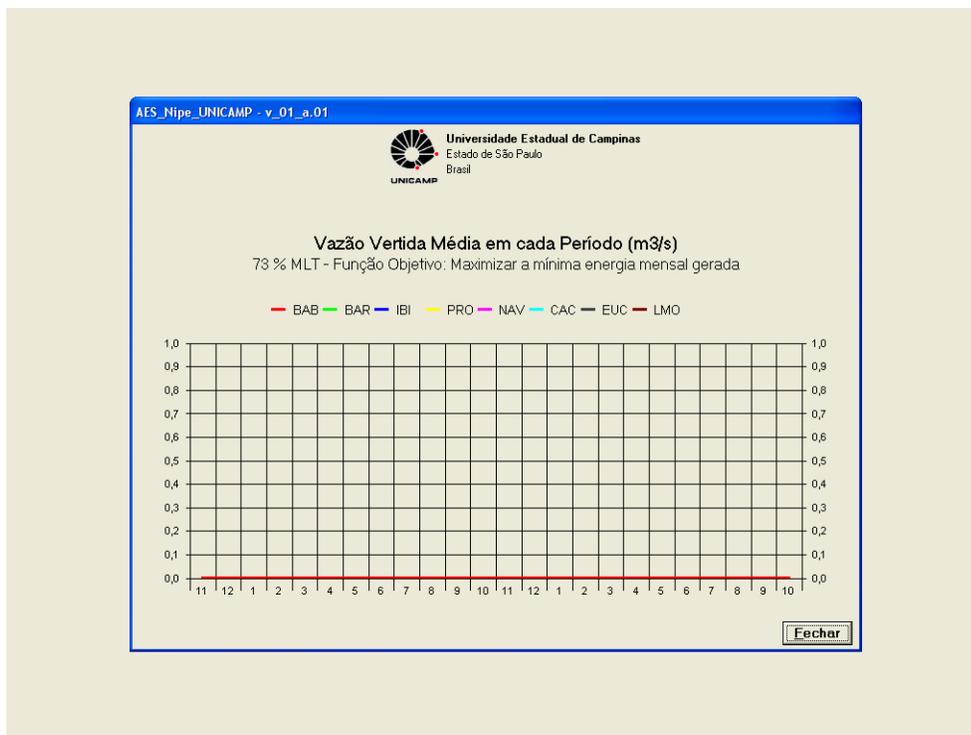


Figura An.20 – Vazões vertidas para o 7º mês da operação - Novembro de 1999

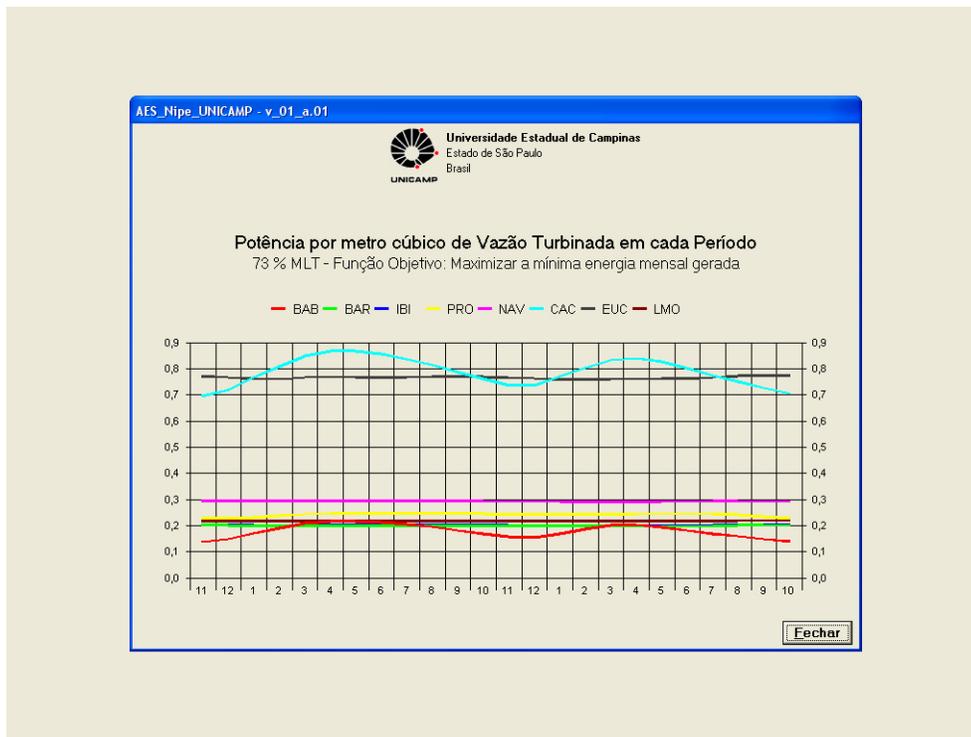


Figura An.21 – Produtibilidades para o 7º mês da operação - Novembro de 1999

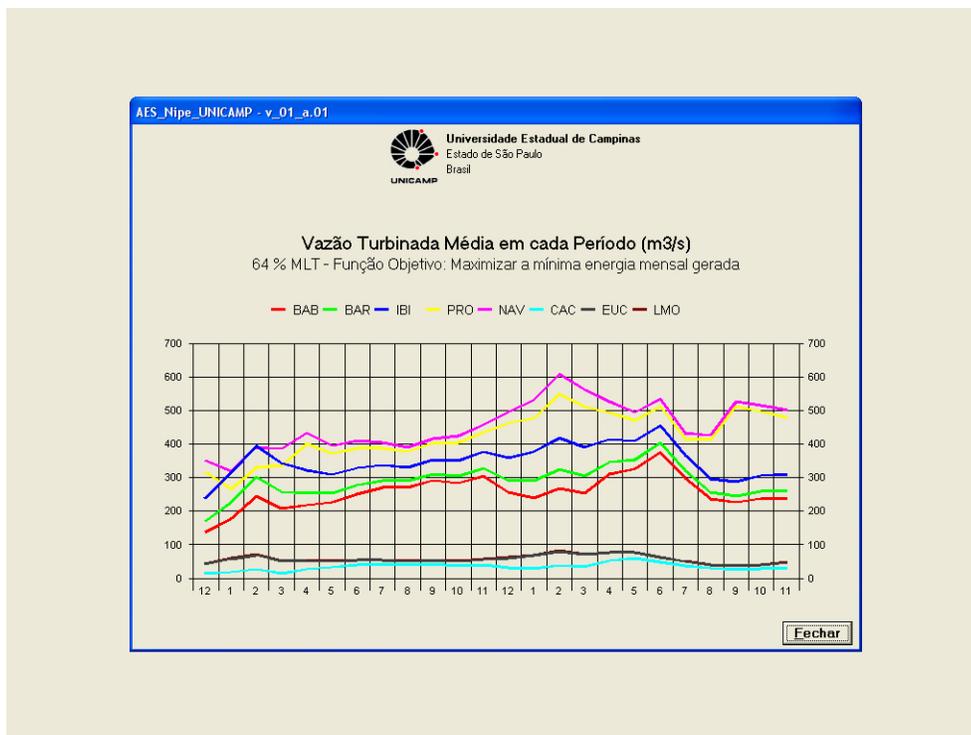


Figura An.22 – Vazões turbinadas para o 8º mês da operação - Dezembro de 1999

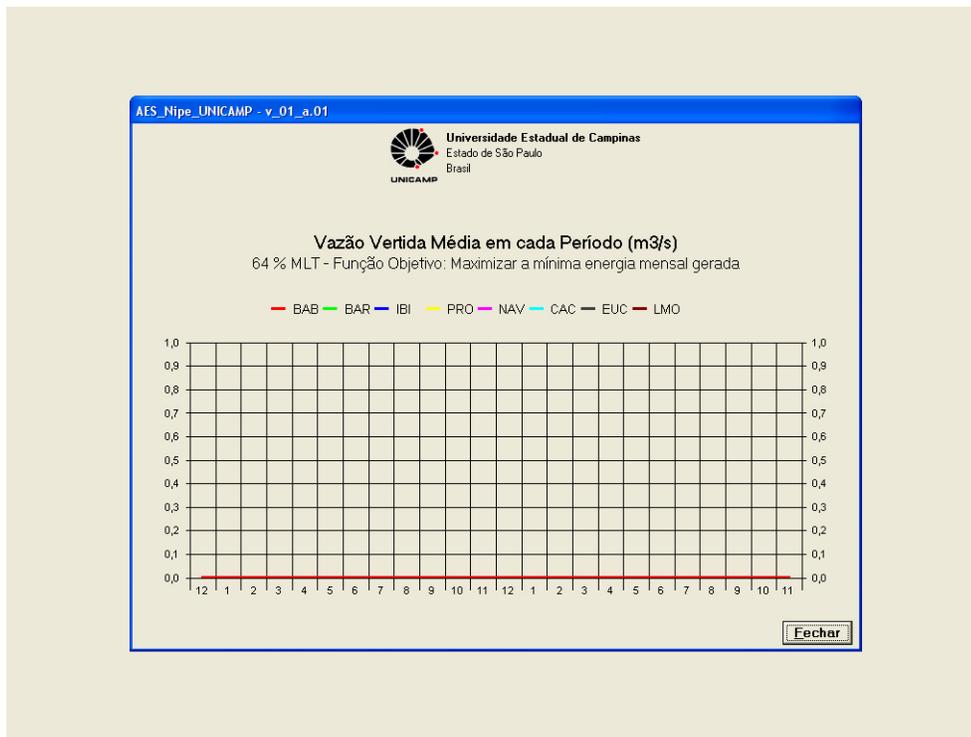


Figura An.23 – Vazões vertidas para o 8º mês da operação - Dezembro de 1999

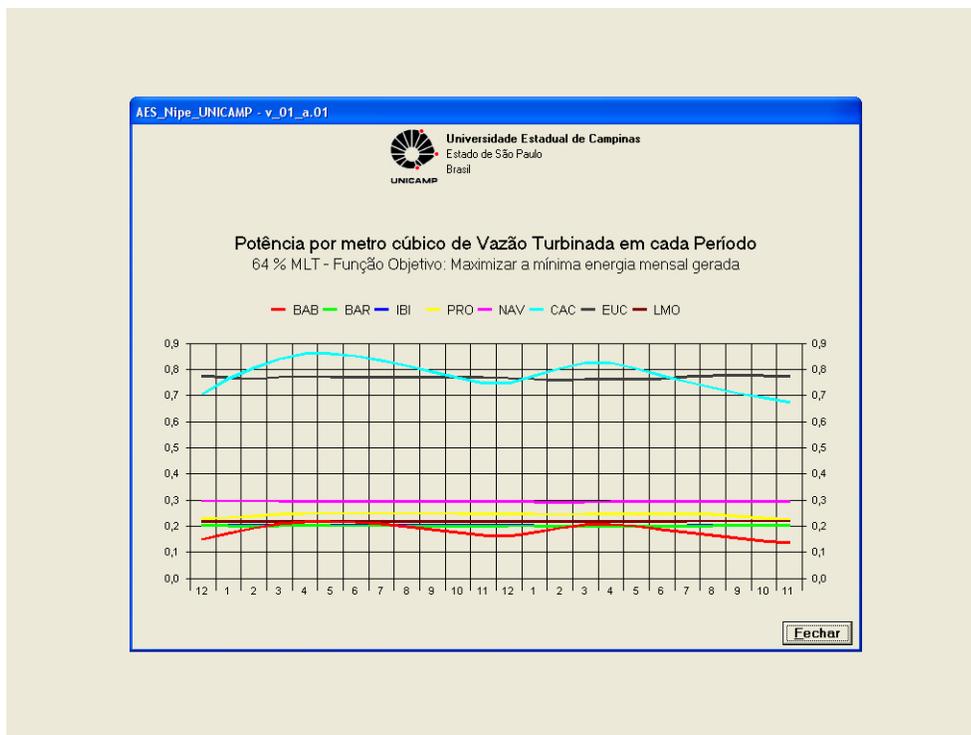


Figura An.24 – Produtibilidades para o 8º mês da operação - Dezembro de 1999

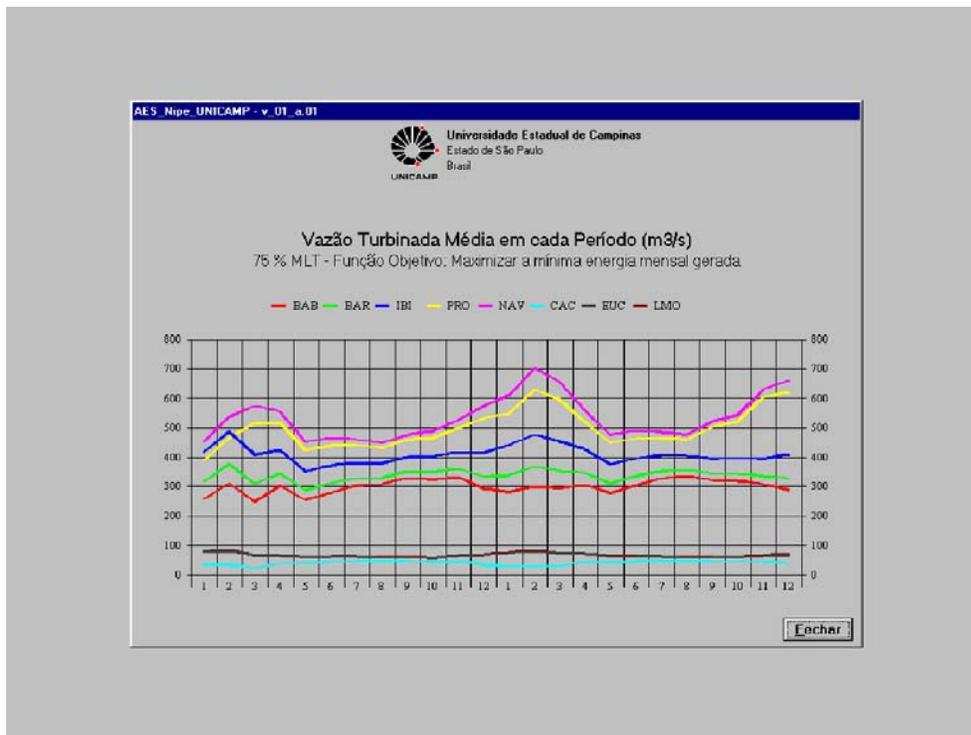


Figura An.25 – Vazões turbinadas para o 9º mês da operação - Janeiro de 2000

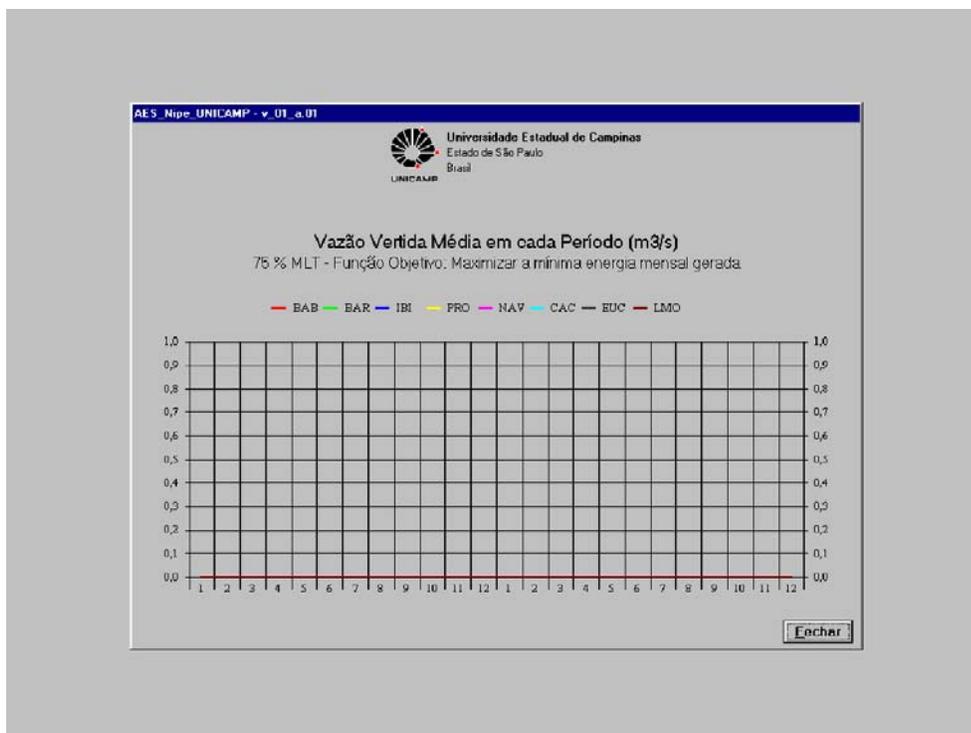


Figura An.26 – Vazões vertidas para o 9º mês da operação - Janeiro de 2000

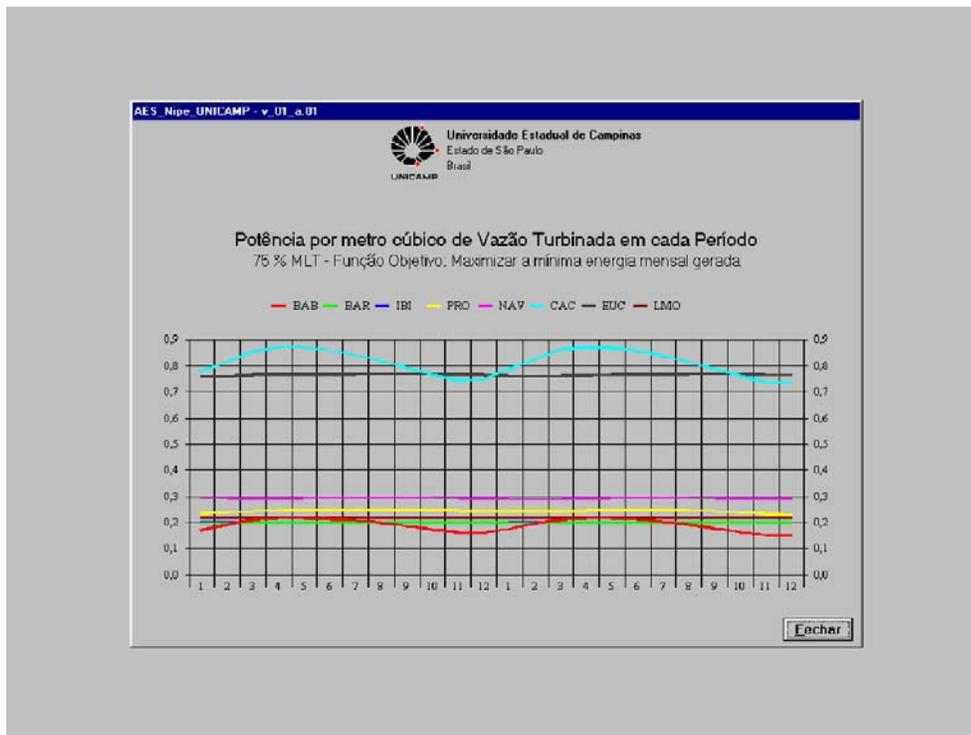


Figura An.27 – Produtibilidades para o 9º mês da operação - Janeiro de 2000

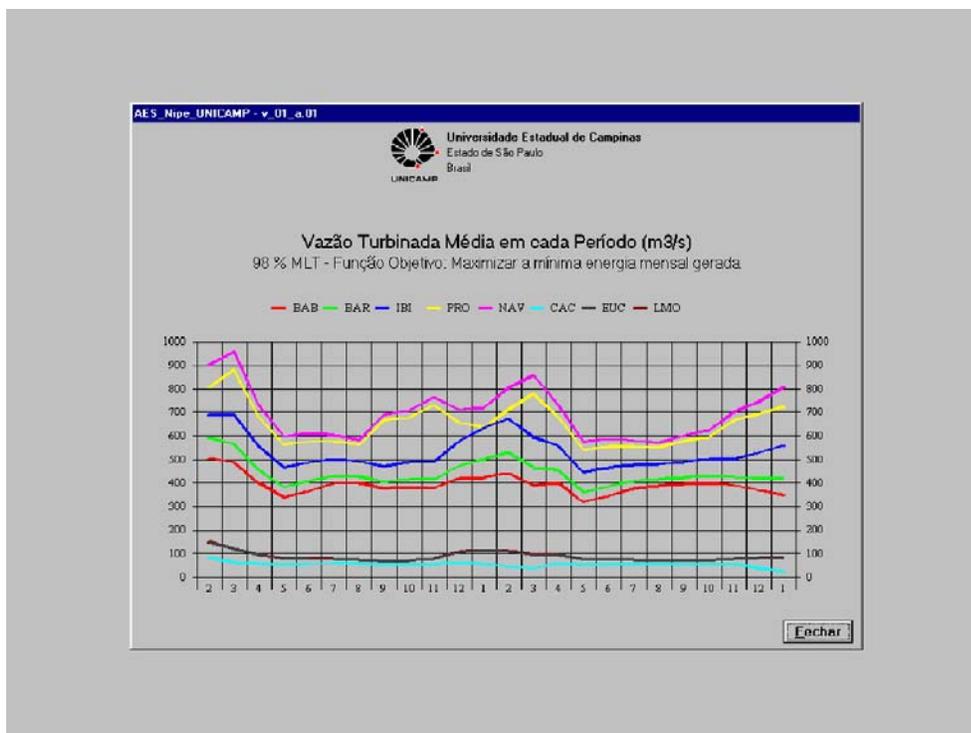


Figura An.28 – Vazões turbinadas para o 10º mês da operação - Fevereiro de 2000

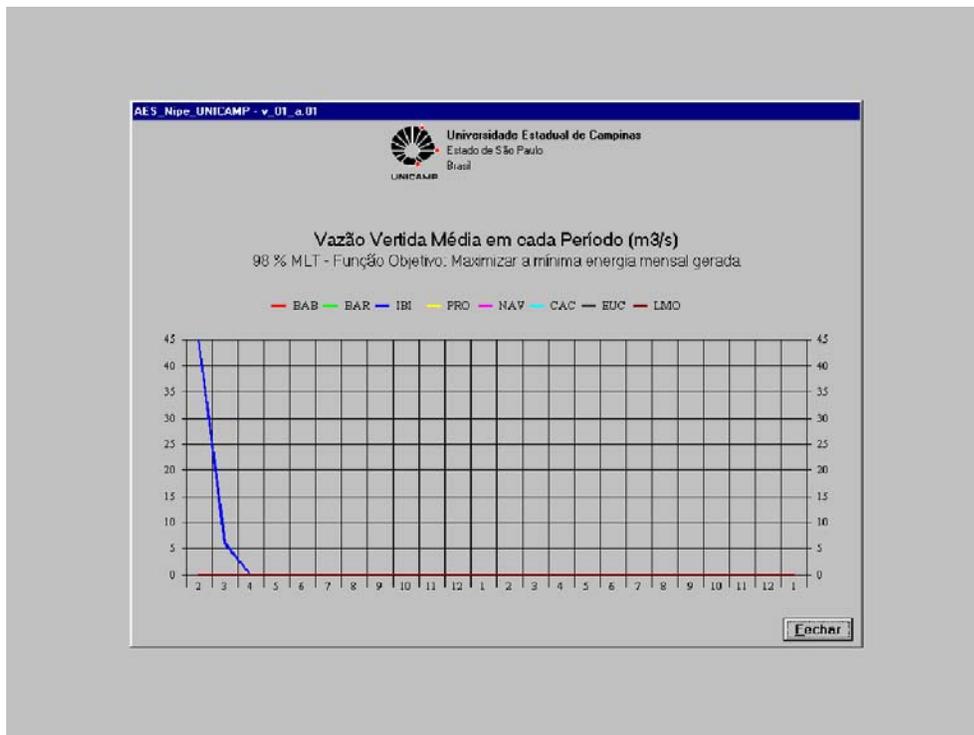


Figura An.29 – Vazões vertidas para o 10º mês da operação - Fevereiro de 2000

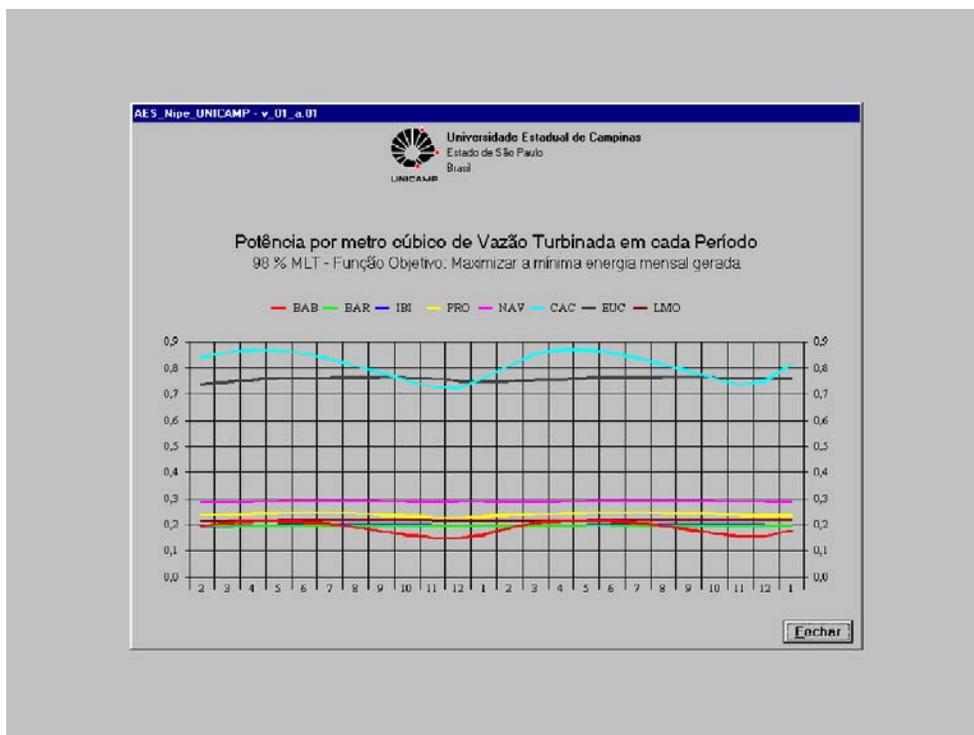


Figura An.30 – Produtibilidades para o 10º mês da operação - Fevereiro de 2000

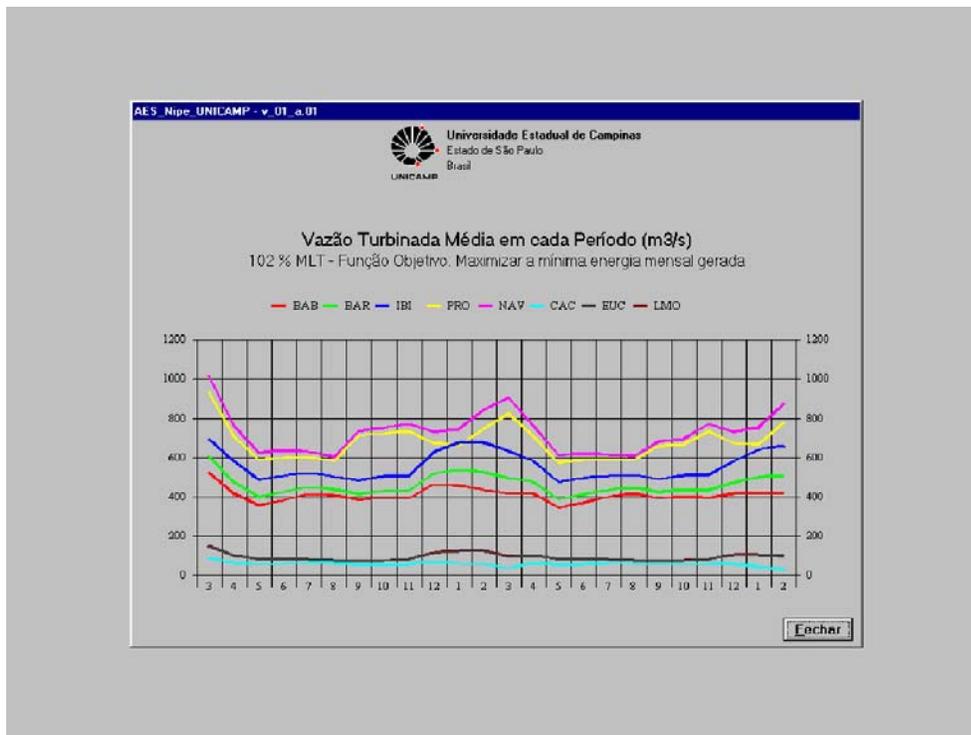


Figura An.31 – Vazões turbinadas para o 11º mês da operação - Março de 2000

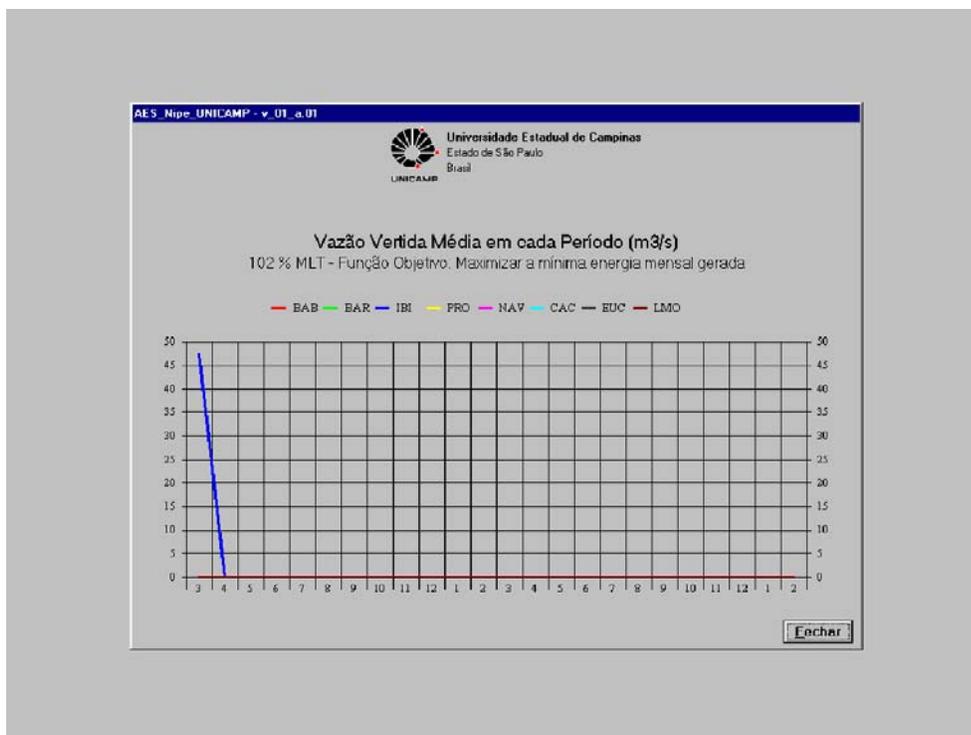


Figura An.32 – Vazões vertidas para o 11º mês da operação - Março de 2000

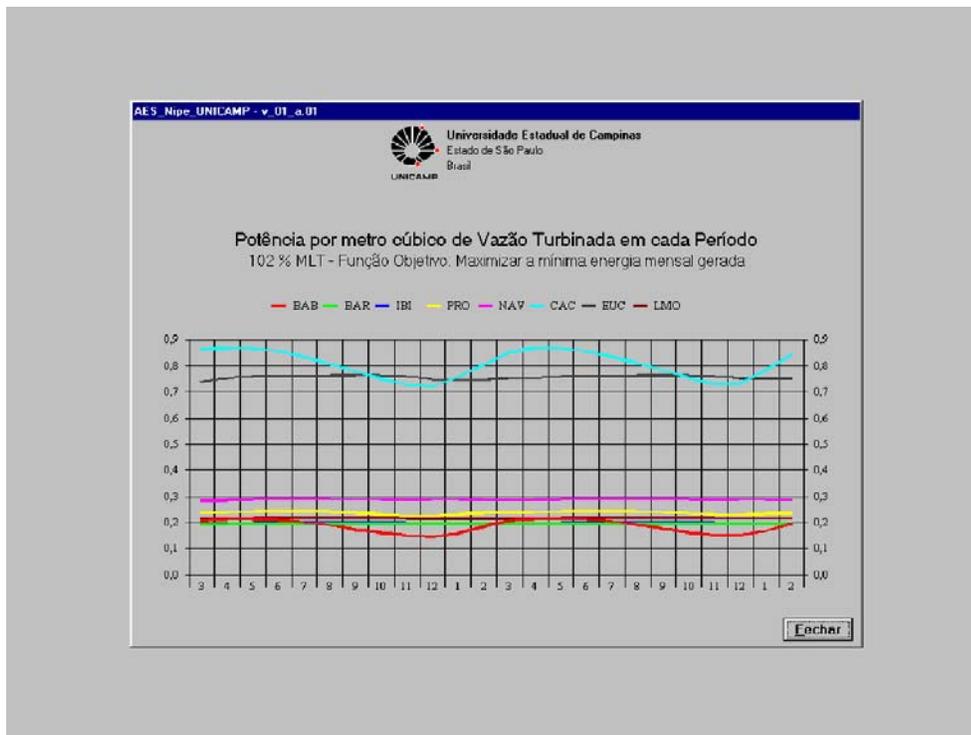


Figura An.33 – Produtibilidades para o 11º mês da operação - Março de 2000

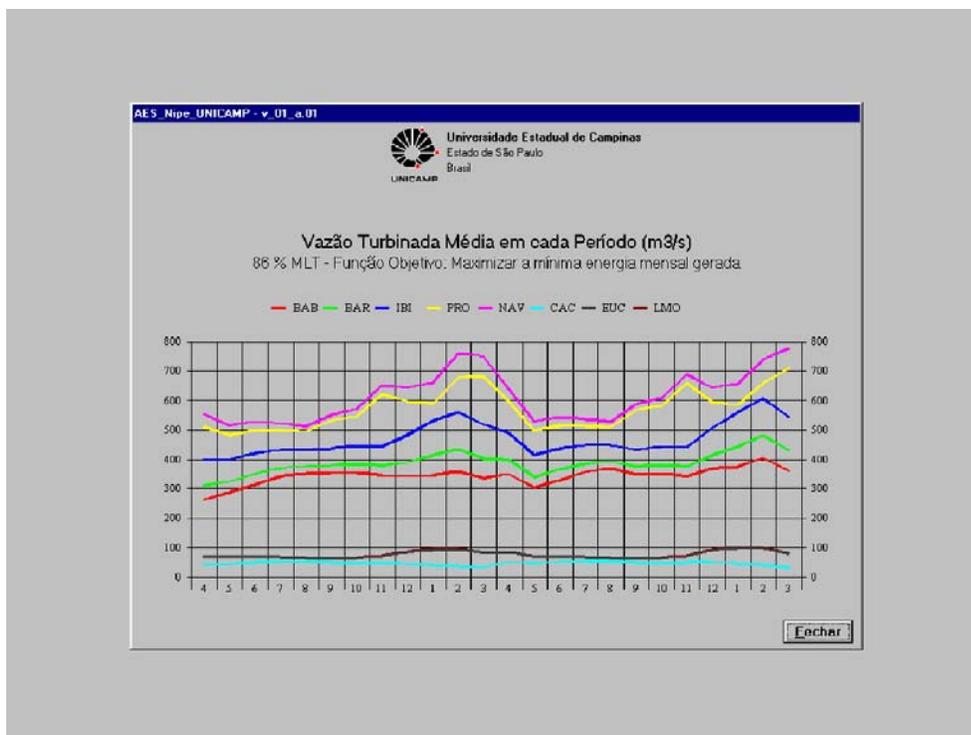


Figura An.34 – Vazões turbinadas para o 12º mês da operação - Abril de 2000

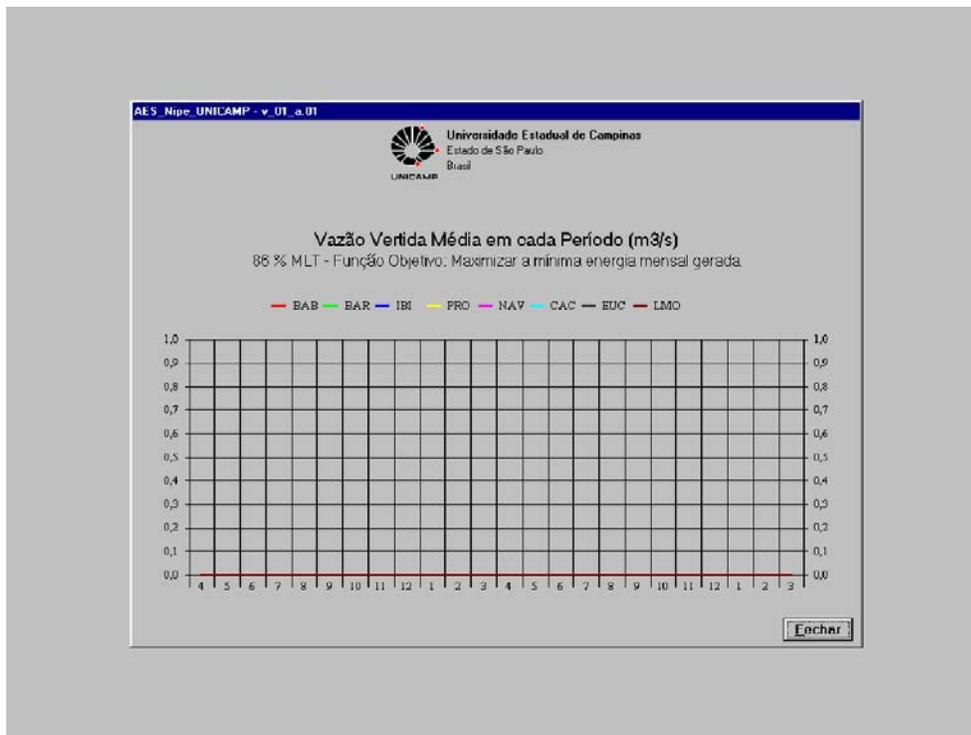


Figura An.35 – Vazões vertidas para o 12<sup>o</sup> mês da operação - Abril de 2000

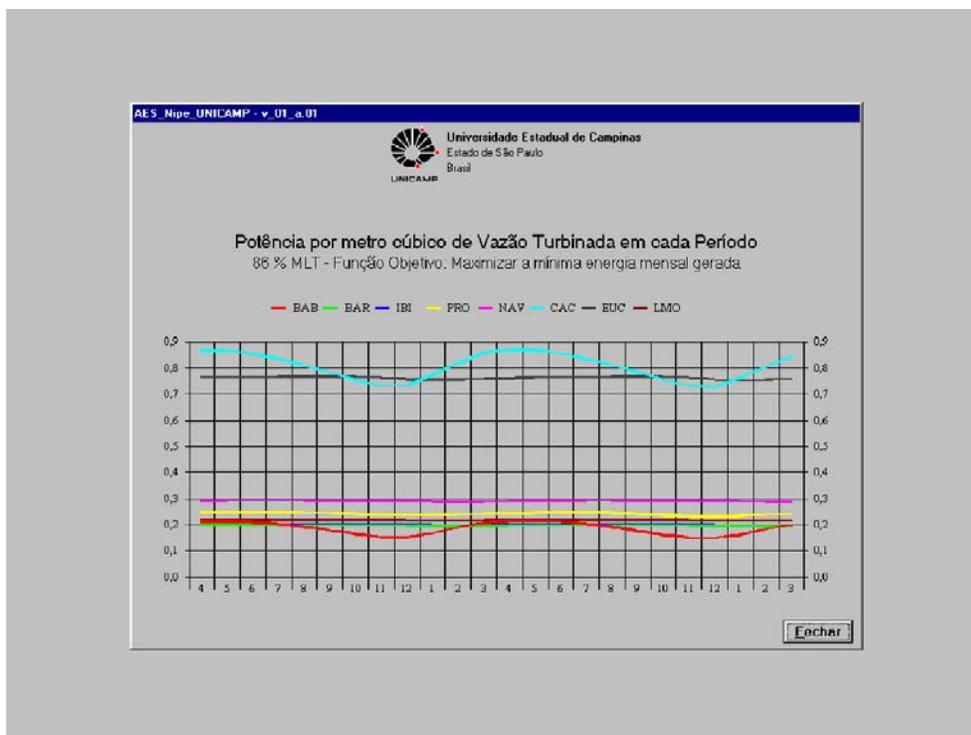


Figura An.36 – Produtibilidades para o 12<sup>o</sup> mês da operação - Abril de 2000

\*\*\*\*\*

F I M

\*\*\*\*\*