

**JOÃO LUIZ BOCCIA BRANDÃO**

**MODELO PARA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE  
RESERVATÓRIOS COM USOS MÚLTIPLOS**

Tese apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de São  
Paulo para a obtenção do Título de  
Doutor em Engenharia.

São Paulo  
2004

**JOÃO LUIZ BOCCIA BRANDÃO**

**MODELO PARA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE  
RESERVATÓRIOS COM USOS MÚLTIPLOS**

Tese apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de São  
Paulo para a obtenção do Título de  
Doutor em Engenharia.

Área de concentração: Engenharia  
Hidráulica

Orientador:  
Prof. Doutor Mario Thadeu Leme de  
Barros

São Paulo  
2004

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

**Brandão, João Luiz Boccia**

**Modelo para operação de sistemas de reservatórios com usos múltiplos / J.L.B. Brandão. -- São Paulo, 2004.  
160p.**

**Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária.**

**1.Recursos hídricos 2.Sistema de reservatórios (Operação; Otimização) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária II.t.**

*À minha esposa, Dóra, pelo seu  
entusiasmo, incentivo e apoio em  
todos os momentos.*

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Agostinho e Dora, por tudo que eles representam para mim e pelo seu esforço, dedicação e incentivo ao longo da minha formação como ser humano e cidadão.

Ao amigo e orientador Prof. Dr. Mario Thadeu Leme de Barros pela condução firme e segura destes estudos e pela sua valiosa contribuição nos temas de maior relevância.

Aos professores Kokei Uehara e Rubem La Laina Porto pelo seu estímulo e apoio na iniciação das artes da Hidráulica e da Hidrologia.

Aos amigos e engenheiros João Eduardo Gonçalves Lopes e José Carlos Francisco Palos pelo companheirismo e pelos constantes e profícuos debates técnicos.

Aos colegas do DAEE, EMPLASA e THEMAG pela convivência e troca de idéias ao longo da vida profissional.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pela concessão de Bolsa de Estudos para elaboração do presente trabalho de pesquisa.

A todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a elaboração deste estudo.

## RESUMO

Este trabalho trata do desempenho dos sistemas de reservatórios segundo a ótica dos usos múltiplos da água. Dado que em muitos sistemas há uma competição pela água entre os diversos setores usuários, esse tipo de enfoque leva inevitavelmente à determinação de regras para partilha da água. O trabalho de pesquisa é fundamentado no uso de modelos de otimização de Programação Não-Linear criados com a ferramenta GAMS e resolvidos com o pacote de otimização MINOS, que resultou no modelo **SFPLUS**. O estudo de caso refere-se ao sistema de reservatórios da bacia do rio São Francisco. Numa primeira fase, o estudo enfoca a otimização do sistema segundo dois métodos para análise de usos múltiplos: o método das restrições e o método das ponderações. Na seqüência, faz-se uma exploração sobre as alternativas para tratamento dos aspectos estocásticos do problema. Os principais resultados indicam que o método as restrições é mais fácil e direto de ser aplicado. Explicita claramente os *trade-offs* entre os usos competitivos. Porém, permite a análise de no máximo três usos. Por outro lado, o método das ponderações permite avaliar um número maior de usos. Contudo, é necessário estabelecer a priori os coeficientes de ponderação entre os usos competitivos. Quanto à questão estocástica, para o caso estudado, verifica-se que o número de séries sintéticas geradas não influi significativamente na forma das distribuições de probabilidades das variáveis geradas pelo modelo. Contudo, essas distribuições são sensíveis ao fato de se usar séries históricas ou séries sintéticas, principalmente nos seus extremos. Além disso, o uso de séries sintéticas afeta os resultados da análise de usos múltiplos quando comparados com os resultados obtidos a partir de dados históricos. Espera-se que os resultados produzidos e as análises decorrentes venham a contribuir para aumentar o grau de entendimento sobre o tema nos meios técnicos e acadêmicos e, dessa forma, permitir que futuros desenvolvimentos nessa área possam incluir os aspectos aqui tratados.

## ABSTRACT

This thesis deals with multiple purpose reservoir systems operation and performance. The main aspects are related to trade-off analysis by using non-linear programming optimization models. Therefore, the **SFPLUS** model were developed with the GAMS software and solved by the MINOS package. The case study refers to the São Francisco river basin reservoir system. Initially, some research is done on two methods of formulating the objective function: the restriction method and the weighting method. Secondly, an alternative analysis on the stochastic aspects involving the problem is presented. According to the main results, the restriction method is an easy and direct approach, by which is possible to express the trade-offs very clearly. However, it is not possible to analyze more than three uses. On the other hand, the main advantage of the weighting method is to allow the analysis of greater number of uses. The problem with the weighting method is concerned with the weighting coefficients, which have to be defined previously. Referring to the stochastic aspects, case study results show that the number of inflow series generated synthetically does not affect significantly the probability distributions of the system performance variables calculated by optimization models. However, the shape of those distributions is sensible to the fact of using historical data or synthetic series, mainly for extreme values. Moreover, the use of synthetic series affects multiple-use results when compared to the results generated with historical data. The overall results of this research are meant to improve the knowledge and induce further discussions about the subject among the technical and academical circles.

## SUMÁRIO

### LISTA DE FIGURAS

### LISTA DE TABELAS

### LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

### LISTA DE SÍMBOLOS

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>ESTADO DA ARTE .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>16</b>
<b>4.1</b>	<b>Modelagem de Sistemas de Reservatórios .....</b>	<b>17</b>
4.1.1	Função-Objetivo e Objetivos Múltiplos .....	18
4.1.2	Período de Análise e Passo de Cálculo dos Modelos de Operação.....	20
4.1.3	Formulação Geral do Problema .....	21
4.1.4	Enfoque do Problema Visando os Usos Múltiplos da Água .....	24
4.1.5	A Questão da Geração de Hidroeletricidade.....	31
<b>4.2</b>	<b>Tratamento da Questão Estocástica.....</b>	<b>39</b>
4.2.1	Modelos para Geração de Séries Sintéticas .....	40
4.2.2	Metodologia do <i>Software</i> GESS.....	45
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>49</b>
<b>5.1</b>	<b>O Sistema São Francisco.....</b>	<b>49</b>
5.1.1	Características Gerais .....	49
5.1.2	Dados Básicos.....	51
5.1.3	Restrições Operativas .....	54
5.1.4	Demandas para Irrigação .....	55
<b>5.2</b>	<b>Desenvolvimento do Modelo SFPLUS.....</b>	<b>57</b>
<b>5.3</b>	<b>A Ferramenta GAMS .....</b>	<b>63</b>
<b>5.4</b>	<b>Metodologia para Solução de PNL: MINOS.....</b>	<b>66</b>
5.4.1	Solução Ótima Global ou Local .....	67
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DA OPERAÇÃO PARA USOS MÚLTIPLOS .....</b>	<b>70</b>
<b>6.1</b>	<b>Seleção de Cenários Hidrológicos.....</b>	<b>70</b>



<b>6.2</b>	<b>Análise do Armazenamento Inicial dos Reservatórios .....</b>	<b>74</b>
<b>6.3</b>	<b>Análise de Usos Múltiplos: Método das Restrições.....</b>	<b>75</b>
6.3.1	Análise da Influência da Transposição para o Nordeste Setentrional .....	78
6.3.2	Análise dos Armazenamentos dos Reservatórios.....	81
<b>6.4</b>	<b>Análise de Usos Múltiplos: Método das Ponderações .....</b>	<b>83</b>
6.4.1	Análise Econômica .....	87
<b>7</b>	<b>ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS..</b>	<b>90</b>
<b>7.1</b>	<b>Geração de Séries Sintéticas.....</b>	<b>90</b>
7.1.1	Resultados dos Testes de Hipótese sobre as Séries Históricas.....	91
7.1.2	Funções de Autocorrelação das Séries Históricas.....	93
7.1.3	Parâmetros dos Modelos Estocásticos .....	98
7.1.4	Análise da Correlação Espacial Anual .....	99
7.1.5	Análise da Autocorrelação Anual .....	100
<b>7.2</b>	<b>Resultados da Análise Estocástica.....</b>	<b>101</b>
7.2.1	Comparação com Resultados Obtidos a Partir de Séries Históricas.....	104
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>110</b>
	<b>ANEXO A – SÉRIES DE VAZÕES MÉDIAS MENS AIS.....</b>	<b>118</b>
	<b>ANEXO B - CÓDIGOS DE PROGRAMAÇÃO DO MODELO SFPLUS .....</b>	<b>129</b>
	<b>ANEXO C – RELATÓRIO DE SAÍDA DO MODELO SFPLUS .....</b>	<b>146</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>155</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1 – Representação Esquemática de um Reservatório.....	22
Figura 4.2 – Curva de Troca entre Dois Usos Conflitantes.....	29
Figura 4.3 – Esquema de uma Usina Hidrelétrica.....	32
Figura 5.1 – Bacia do Rio São Francisco.....	50
Figura 5.2 – Esquema Topológico do São Francisco .....	51
Figura 5.3 - Ótimo Local versus Ótimo Global .....	68
Figura 6.1 – Vazões Médias Mês a Mês no Período 1931 a 2001.....	71
Figura 6.2 – Vazões Médias Anuais no Período 1931 a 2000 - Ano Hidrológico Out/Set.....	72
Figura 6.3 – Distribuição Conjunta das Médias Móveis de 6 Anos de Vazões Médias Anuais ( $m^3/s$ ).....	73
Figura 6.4 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Irrigação x Energia – Curvas de Pareto .....	78
Figura 6.5 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Irrigação x Energia – Curvas de Pareto – com Transposição .....	80
Figura 6.6 – Trajetória de Armazenamentos – Cenário Seco .....	81
Figura 6.7 – Trajetória de Armazenamentos – Cenário Mediano.....	82
Figura 6.8 – Trajetória de Armazenamentos – Cenário Úmido.....	82
Figura 6.9 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Método das Ponderações – Cenário Seco.....	84
Figura 6.10 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Método das Ponderações – Cenário Mediano ....	85
Figura 6.11 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Método das Ponderações – Cenário Úmido.....	85
Figura 7.1 – Função de Autocorrelação da Série Contínua – Três Marias ..	94
Figura 7.2 – Funções de Autocorrelação Periódicas – Três Marias.....	94
Figura 7.3 – Função de Autocorrelação Parcial da Série Contínua – Três Marias .....	95
Figura 7.4 – Funções de Autocorrelação Parcial Periódicas – Três Marias.	95

Figura 7.5 – Função de Autocorrelação da Série Contínua – Sobradinho...	96
Figura 7.6 – Funções de Autocorrelação Periódicas – Sobradinho .....	96
Figura 7.7 – Função de Autocorrelação Parcial da Série Contínua – Sobradinho .....	97
Figura 7.8 – Funções de Autocorrelação Parcial Periódicas – Sobradinho .	97
Figura 7.9 – Curvas de Probabilidades Acumuladas de Energia Obtidas com Séries Sintéticas .....	101
Figura 7.10 – Curvas de Pareto com Séries Sintéticas.....	104
Figura 7.11 – Curvas de Pareto – Comparação entre Séries Sintéticas e Série Histórica – Cenário Seco.....	105
Figura 7.12 – Curvas de Pareto – Comparação entre Séries Sintéticas e Série Histórica – Cenário Mediano .....	106
Figura 7.13 – Curvas de Pareto – Comparação entre Séries Sintéticas e Série Histórica – Cenário Úmido.....	106
Figura 7.14 – Curvas de Probabilidades Acumuladas de Energia Obtidas com Séries Sintéticas e Série Histórica .....	108

## LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Reservatórios/Usinas no Rio São Francisco.....	50
Tabela 5.2 – Dados Físicos das Usinas.....	52
Tabela 5.3 – Evaporação Líquida Mensal (mm) .....	52
Tabela 5.4 – Polinômios Característicos das Usinas .....	53
Tabela 5.5- Restrições Operativas no Sistema São Francisco.....	54
Tabela 5.6 – Volumes de Espera no Rio São Francisco – Ciclo 2002/2003	55
Tabela 5.7 - Estimativas para Área Irrigada na Bacia do Rio São Francisco (ha) .....	56
Tabela 5.8 - Estimativa da Vazão Média Anual Retirada para Irrigação na Bacia do Rio São Francisco ( $m^3/s$ ) .....	56
Tabela 5.9 - Fator de Sazonalidade Médio para as Demandas na Bacia do Rio São Francisco .....	57
Tabela 6.1 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco - IrrigaçãoxEnergia .....	77
Tabela 6.2 – Avaliação da Redução Energética com a Transposição do São Francisco .....	79
Tabela 6.3 – Resultados da Análise Econômica.....	88
Tabela 7.1 – Modelos PAR(p) Identificados e Parâmetros Estimados.....	99
Tabela 7.2 – Correlações Espaciais Anuais das Séries Históricas e Sintéticas .....	100
Tabela 7.3 – Coeficientes de Autocorrelação Serial Anual (lag 1).....	100
Tabela 7.4 – Teste de Kolmogorov-Smirnov para as Distribuições de Probabilidades de Energia Obtidas com Séries Sintéticas ....	102
Tabela 7.5 – Probabilidades de Ocorrência de Vazões Mínimas a jusante dos Reservatórios .....	103
Tabela 7.6 – Teste de Kolmogorov-Smirnov para as Distribuições de Probabilidades de Energia Obtidas com Séries Sintéticas e Série Histórica .....	109

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRH – Associação Brasileira de Recursos Hídricos

ANA – Agência Nacional de Águas

AR – Autoregressivo

ARMA – Autoregressivo e de médias móveis

ARIMA – Autoregressivo e de médias móveis integrado

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CODEVASF – Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba

CT-HIDRO – Fundo Setorial de Recursos Hídricos

D. Padrão – Desvio padrão

EPUSP – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

EUA – Estados Unidos da América

F.O. – Função-objetivo

ITP – Itaparica

MA – Médias móveis

Máx. – máximo

Méd. – médio

Mín. – mínimo

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAM – Complexo Paulo Afonso - Moxotó

PAR – Autoregressivo periódico

PARMA – Autoregressivo e de médias móveis periódico

PD – Programação dinâmica

PDDE – Programação dinâmica dual estocástica

PDE – Programação dinâmica estocástica

PL – Programação linear

PLS – Programação linear sucessiva

PNL – Programação não-linear

SIN – Sistema Interligado Nacional

SOB – Sobradinho

TMA – Três Marias

TVA – Tennessee Valley Authority

UHE – Usina hidrelétrica

UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas

USP – Universidade de São Paulo

XIN – Xingó

## LISTA DE SÍMBOLOS

$m$ :	número de reservatórios do sistema
$n$ :	número de intervalos de tempo do período de análise
$i$ :	índice para reservatórios (1, 2,... $m$ )
$t$ :	índice para intervalos de tempo (1, 2,... $n$ )
$R_{i,t}$ :	retorno ou receita do reservatório $i$ no intervalo $t$
$QD_{i,t}$ :	vazão defluente do reservatório $i$ ao longo do intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$
$QC_{i,t}$ :	vazão de uso consuntivo do reservatório $i$ ao longo do intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$
$QA_{i,t}$ :	vazão afluyente ao reservatório $i$ ao longo do intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$
$K$ :	constante para transformação das vazões em volumes
$VF_{i,t}$ :	volume do reservatório $i$ no fim do intervalo $t$ em $m^3$
$EV_{i,t}$ :	volume evaporado a partir do reservatório $i$ durante o intervalo $t$ em $m^3$
$Am_{i,t}$ :	área média da superfície do reservatório $i$ ao longo do intervalo $t$ em $Km^2$
$TE_i$ :	taxa de evaporação líquida a partir da superfície do reservatório $i$ em $mm$
$E_{i,t}$ :	energia gerada pelo reservatório $i$ no intervalo $t$ em MW-médios

$\eta_g, \eta_t$ e $\eta_h$ :	rendimentos médios do gerador, turbina e circuito hidráulico, respectivamente
$HB_{i,t}$ :	queda bruta média mensal do reservatório $i$ no intervalo de tempo $t$ em metros
$QT_{i,t}$ :	vazão turbinada pela usina do reservatório $i$ no intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$ .
$QV_{i,t}$ :	vazão vertida pelo reservatório $i$ no intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$
$QAB_t$ :	vazão fornecida pelo sistema para abastecimento no intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$
$DAB_t$ :	demanda de água para abastecimento no intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$
$NA_{i,t}$ :	nível d'água do reservatório $i$ no intervalo de tempo $t$ em metros
$NM_{i,t}$ :	nível meta do reservatório $i$ no intervalo de tempo $t$ em metros
$QCC_i$ :	vazão para controle de cheias a jusante do reservatório $i$ em $m^3/s$
$QI_{i,t}$ :	vazão para irrigação fornecida pelo reservatório $i$ no intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$
$DI_{i,t}$ :	demanda para irrigação a ser atendida pelo reservatório $i$ no intervalo de tempo $t$ em $m^3/s$
$\alpha$ e $\beta$ :	parâmetros de ponderação para energia e irrigação, respectivamente
$PRT_{i,t}$ :	produtibilidade da usina $i$ no mês $t$ em $MW/m^3/s$
$PI_i$ :	potência instalada da usina $i$ em MW.



$ID_i$ :	índice de disponibilidade de máquinas da usina $i$
$NJ_{i,t}$ :	nível d'água a jusante do reservatório $i$ ao longo do intervalo $t$ em metros
$a0_i, \dots, a4_i$ :	coeficientes do polinômio cota-volume do reservatório $i$
$b0_i, \dots, b4_i$ :	coeficientes do polinômio cota-vazão defluente do reservatório $i$
$ct_i$ e $cv_i$ :	respectivamente, coeficientes de ponderação para a vazão turbinada e a vazão vertida para o reservatório $i$
$T_{i,t}$ :	volume-meta para o reservatório $i$ ao final do intervalo $t$ em $m^3$
$DET$ :	demanda total de energia elétrica em MW-médios
$PE_t$ :	preço da energia elétrica no intervalo $t$
$EF$ :	energia firme do sistema em MW-médios
$p_x$ e $p_y$ :	valores unitários do $m^3/s$ da água usada na irrigação (X) e do MW-hora de energia (Y), respectivamente
$x$ :	variáveis não-lineares (programa MINOS)
$y$ :	variáveis lineares (programa MINOS)
$c, d, b_1, b_2, l, u$ :	vetores (programa MINOS)
$A_1, A_2, e A_3$ :	matrizes (programa MINOS)
$F(x)$ :	função escalar contínua (programa MINOS)
$f(x)$ :	vetor de funções contínuas (programa MINOS)
$y_t$ :	variável aleatória dos modelos estocásticos
$\mu$ :	valor esperado de $y_t$
$p$ :	"lag" ou ordem modelo estocástico

$\varepsilon_t$ :	variável aleatória normalmente distribuída com média zero
$\sigma_\varepsilon$ :	desvio padrão de $\varepsilon_t$
$\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p$ :	parâmetros dos termos autoregressivos dos modelos estocásticos
$\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_q$ :	parâmetros dos termos de médias móveis dos modelos estocásticos
$M$ :	indica um dado mês do ano: janeiro, fevereiro, março, etc.
$z_M$ :	variável aleatória padronizada sazonal;
$y_M$ :	vazões no mês $M$ ;
$\overline{y_M}$ :	média das vazões no mês $M$ ;
$s_M$ :	desvio padrão das vazões no mês $M$ ;
$P$ :	probabilidade (teorema de Kolmogorov)
$F$ :	função acumulada de probabilidades populacional (teorema de Kolmogorov)
$\hat{F}$ :	função acumulada de probabilidades amostral (teorema de Kolmogorov)
$F(x)$ :	função acumulada de probabilidades da variável aleatória $x$ calculada a partir de uma amostra de tamanho $m$ (teste de Kolmogorov-Smirnov)
$G(x)$ :	função acumulada de probabilidades da variável aleatória $x$ calculada a partir de uma amostra de tamanho $n$ (teste de Kolmogorov-Smirnov)
$w_{95\%}$ e $w_{90\%}$ :	valores críticos do teste de Kolmogorov-Smirnov para os níveis de significância de 95% e 90%, respectivamente

D:	estatística do teste de Kolmogorov-Smirnov
$a_t$ :	variável aleatória (ruído) independente do tempo (programa GESS)
$\sigma_a^2$ :	variância de $a_t$ (programa GESS)
$\Psi_t$ :	limite inferior da distribuição de $a_t$ (programa GESS)
$\varphi(1), \varphi(2), \dots, \varphi(6)$ :	variâncias residuais (programa GESS)
$V_t = [V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(k)]$ :	conjunto de ruídos serialmente independentes (programa GESS)
$1, 2, \dots, k$ :	índices dos locais onde são geradas séries sintéticas (programa GESS)
$W_t$ :	vetor com $k$ componentes, distribuídos normalmente e independentes entre si (programa GESS)
$Cov(V_t)$ :	matriz de covariância de $V_t$ (programa GESS)
$A$ :	matriz definida a partir de $Cov(V_t)$ (programa GESS)
$A^t$ :	matriz transposta de $A$ (programa GESS)
$C0 \dots C4$ :	coeficientes dos polinômios referentes a curvas-chave, curvas cota-área e curvas cota-volume
Tr:	período de retorno em anos
%VU:	porcentagem do volume útil

### Símbolos adotados no modelo SFPLUS:

$u$ :	índice de usina hidrelétrica
$t$ :	índice de tempo
$tt$ :	índice auxiliar de tempo
$em$ :	energia média do sistema ao longo do período de análise
$afl(t,u)$ :	vazão natural afluyente ao reservatório da usina $u$ no intervalo de tempo $t$
$incr(t,u)$ :	vazão incremental natural ao reservatório da usina $u$ no intervalo de tempo $t$
$qtur(tt,u)$ :	vazão turbinada pela usina $u$ no intervalo de tempo $tt$
$qver(tt,u)$ :	vazão vertida pela usina $u$ no intervalo de tempo $tt$
$qdf\ell(tt,u)$ :	vazão defluente total da usina $u$ no intervalo de tempo $tt$
$qmon(tt,u)$ :	vazão defluente da usina imediatamente a montante da usina $u$ no intervalo de tempo $tt$
$quso(tt,u)$ :	vazão do uso consuntivo extraída do reservatório da usina $u$ no intervalo de tempo $tt$
$vfim(tt,u)$ :	volume do reservatório da usina $u$ no final do intervalo de tempo $tt$
$named(tt,u)$ :	nível d'água médio do reservatório da usina $u$ ao longo do intervalo de tempo $tt$
$amed(tt,u)$ :	área média do reservatório da usina $u$ ao longo do intervalo de tempo $tt$

$naj(t,u)$ : nível d'água no canal de fuga da usina  $u$  ao longo do intervalo de tempo  $t$

$a0(u)...a4(u)$  parâmetros da curva cota-volume da usina  $u$

$s0(u), s1(u)$  parâmetros da curva área-volume da usina  $u$

$b0(u)...b4(u)$  parâmetros da curva-chave do canal de fuga da usina  $u$

$h(t,u)$ : queda bruta da usina  $u$  no intervalo de tempo  $t$

$k(u)$ : produtividade específica da usina  $u$

$ener(t,u)$ : energia gerada pela usina  $u$  no intervalo de tempo  $t$

$enertot(t)$ : energia total gerada pelo sistema no intervalo de tempo  $t$

$evapo(tt,u)$ : evaporação líquida do reservatório da usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$

$dt(tt)$ : número de segundos do intervalo de tempo  $tt$

$pi(u)$ : potência instalada da usina  $u$

$fr(u)$ : fator de reserva ou índice de disponibilidade de máquinas da usina  $u$

$c0(u), c1(u)$ : parâmetros da equação da vazão turbinada máxima em função da queda da usina  $u$

$vmaxesp(t,u)$ : volume máximo do reservatório da usina  $u$  no final do intervalo de tempo  $t$ , considerando volumes de espera

$vmin(u)$ : volume mínimo do reservatório da usina  $u$

$v0(u)$ : volume de inicial do reservatório da usina  $u$

$qir(tt,u)$ : vazão extraída para irrigação do reservatório da usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$

*qirtot(tt)*: vazão total extraída do sistema para irrigação no intervalo de tempo  $tt$

*um*: vazão média extraída do sistema para irrigação ao longo do período de análise

# 1 INTRODUÇÃO

As teorias e práticas de análise de sistemas e pesquisa operacional têm sido aplicadas à área de Recursos Hídricos a partir do término da Segunda Guerra Mundial em 1945.

Os desenvolvimentos tecnológicos decorrentes da Segunda Guerra já são bastante conhecidos, e entre eles se destacam o computador digital e as técnicas de pesquisa operacional, tais como, a programação matemática, desenvolvida para auxiliar os processos de logística militar.

Os anos do pós-guerra trouxeram uma fase de grande desenvolvimento sócio-econômico, verificado principalmente nos EUA e na Europa Ocidental, em função da necessidade de reconstrução do continente europeu. Os países que se mantiveram sob a esfera de influência dos EUA receberam grandes quantidades de recursos financeiros para serem aplicados em obras de infra-estrutura e reconstrução. Esse esforço ficou conhecido como Plano Marshal, e foi uma das formas da nação norte-americana fazer frente à expansão da então União Soviética.

De alguma forma, esses acontecimentos estão na gênese do processo de aceleração do desenvolvimento sócio-econômico que parte do mundo experimentou na segunda metade do século passado.

Como em todo processo de desenvolvimento, houve um crescimento das demandas por recursos básicos. Com a intensificação das atividades humanas e econômicas, e com o aumento das populações, o uso da água também foi sendo intensificado.

No início da década de 1960, pesquisadores da Universidade de Harvard passaram a incorporar as técnicas de análise de sistemas ao planejamento de recursos hídricos. Pode-se dizer que o chamado “Grupo de Harvard” foi pioneiro em trazer para essa área técnicas e teorias de planejamento mais

arrojadas, cujos princípios são utilizados até hoje. Uma das obras mais importantes desse grupo foi produzida por Maass et al. (1962).

Nessa época, os EUA já contavam com uma experiência pioneira na implantação de um sistema exploração de recursos hídricos com múltiplos usos. Conhecido como TVA (Tennessee Valley Authority), esse projeto, cujas bases foram lançadas no início da década de 1930, foi uma ação do governo norte-americano no sentido de induzir o desenvolvimento regional e, assim, amenizar os efeitos deletérios da Grande Depressão que assolou o país após a crise de 1929.

Esses fatos mostram que a água, além de ser um elemento essencial à vida humana, é um fator de vital importância nos processos de desenvolvimento sócio-econômico.

No Brasil, a partir da década de 1950, também sob a influência das condições do pós-guerra, iniciou-se um processo de aceleração da industrialização. Para tanto, havia necessidade da expansão do parque gerador de energia elétrica. A opção pelo desenvolvimento da hidroeletricidade foi uma consequência da alta disponibilidade de potencial hidráulico próximo aos grandes centros de consumo. Foi a partir dessa época que se iniciou a construção de várias usinas de grande porte e a sua interligação, dando origem ao que se conhece hoje como Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ao longo das décadas de 1970 e 1980, o Sistema Interligado já contava com um número expressivo de usinas hidrelétricas, o que veio a exigir um esforço do setor elétrico no sentido de desenvolver ferramentas e técnicas de modelagem de operação de reservatórios, de geração de séries sintéticas de vazões, de previsões de afluências, etc.

Com o crescimento das cidades, as demandas por água, tanto para consumo humano, como para a indústria e outras atividades, aumentaram significativamente. Na década de 1970, tornou-se necessário a implantação



de sistemas de reservatórios para captação de água para suprimento das demandas das grandes cidades. É nessa época que começa a ser construído o Sistema Cantareira para abastecimento da Grande São Paulo. Mais tarde, no início da década de 1990, é implantado o Sistema Alto Tietê com a mesma finalidade.

Dessa forma, é notório e evidente que a água vem se tornando cada vez mais um elemento de preocupação para os desafios deste milênio que se inicia. E, conseqüentemente, o equacionamento adequado da expansão e da operação dos sistemas de reservatórios de acumulação ainda deve ser alvo de pesquisas e estudos acadêmicos, que irão subsidiar as atividades de gerenciamento e planejamento dos recursos hídricos.

Atualmente, prevalece o enfoque do aproveitamento múltiplo das águas, ou seja, sistemas de exploração e controle de recursos hídricos voltados para a satisfação das necessidades humanas e das demandas vinculadas às atividades econômicas e sociais. Estas incluem o fornecimento de água para as cidades e indústrias, a irrigação, a geração de energia elétrica, a navegação, os usos relacionados com o lazer e a recreação das populações, o controle de cheias e o controle da poluição hídrica.

Nos processos de expansão e operação dos sistemas de reservatórios, que são os elementos comumente utilizados para acumulação e controle da água, é necessário que se leve em conta todos os usos concorrentes que serão beneficiados pelo sistema em questão.

Muitas vezes há conflitos, uma vez que o recurso disponível não é suficiente para atender às demandas de todos os usuários de um determinado sistema. Nesse sentido, é fundamental avaliar objetivamente a potencialidade do sistema e a sua melhor forma de operação.

É nessa função que a Economia, a análise de sistemas e a pesquisa operacional, em paralelo com o advento da “Era da Informática”, têm contribuído muito para o desenvolvimento de metodologias e ferramentas

que têm sido aplicadas aos modelos de análise de sistemas de reservatórios, dentre as quais, deve-se destacar:

- As técnicas de análise benefício-custo.
- Os modelos de simulação digital.
- Os modelos de otimização com programação matemática: linear, não-linear, quadrática, inteira, mista (inteira-linear), etc.
- Os modelos de rede de fluxo.
- Os modelos de otimização com programação dinâmica.
- As técnicas de modelagem de bancos de dados, etc.

Algumas técnicas e metodologias obtiveram mais sucesso que outras, em função de diversos fatores, como facilidade de aplicação, adequação aos problemas, flexibilidade, abrangência, dificuldades computacionais, representatividade dos resultados, etc.

Fundamentalmente, este trabalho procura focalizar a modelagem da operação de reservatórios com usos múltiplos, buscando solucionar questões chave que contribuam para o aprimoramento dessas ferramentas de análise.

## 2 OBJETIVOS

Atualmente, o Brasil conta com um expressivo parque gerador de hidroeletricidade formado por cerca de 100 usinas hidrelétricas. Parte dessas usinas (cerca de 60%) conta com reservatórios de regularização de vazões intra ou pluri-anual. A operação desses reservatórios tem sido feita até o momento privilegiando o uso da água para geração da energia elétrica e em alguns casos, permitindo o uso dos reservatórios para controle de cheias. Não há ainda uma abordagem operacional desse sistema voltada para o uso múltiplo das águas.

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) utiliza uma cadeia de modelos, dos quais se destacam o NEWAVE (CEPEL, 2002a) e o DECOMP (CEPEL, 2002b), para gerenciar a operação desses reservatórios. O objetivo dessa operação é minimizar o custo da geração térmica, atendendo à demanda de energia elétrica com uma certa garantia. Esse enfoque não leva em conta a otimização conjunta de outros usos da água como a irrigação, a navegação, o controle de cheias, as atividades de lazer e turismo e a preservação do meio ambiente. Os modelos do ONS consideram os outros usos da água na forma de restrições operativas e demandas consuntivas.

Segundo a Política Nacional de Recursos Hídricos instituída pela Lei Federal nº 9.433, de 8 de Janeiro de 1997 (DAEE, 2000), o uso múltiplo das águas faz parte dos fundamentos dessa lei e está explicitado no seu artigo 1º da seguinte forma: *...a gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas.*

Com base nessas considerações, a proposta deste trabalho é desenvolver e explorar alternativas de modelagem de sistemas de reservatórios considerando os usos múltiplos da água. Com isso espera-se contribuir para o aprimoramento de técnicas e ferramentas que auxiliem os processos de tomada de decisão, segundo uma abordagem de gestão integrada dos recursos hídricos.

A modelagem baseada nos aspectos da otimização econômica, vinculada à exploração sustentável dos recursos hídricos, tem como objetivo maximizar os benefícios para o conjunto de usuários da água. Nem sempre, as disponibilidades hídricas permitem a satisfação integral das demandas. Nesses casos, deve-se buscar uma solução de compromisso entre os usuários, a partir de critérios e condições que reflitam uma repartição equânime e apropriada dos recursos disponíveis.

Fundamentalmente, o que se propõe é analisar técnicas de pesquisa operacional aplicada à operação de sistemas de reservatórios com usos múltiplos, tais como a programação não-linear, e avaliar o seu desempenho na solução dos problemas propostos. Especificamente, os objetivos deste trabalho podem ser resumidos como segue:

- Avaliar o desempenho de um sistema de reservatórios e o seu comportamento quando: a) a função-objetivo inclui as variáveis de decisão correspondentes aos principais usos da água (método da ponderação) e b) a função-objetivo inclui apenas as variáveis de decisão referentes a um uso preponderante, sendo os demais usos tratados como restrições (método das restrições). Serão também analisadas as dificuldades e limitações decorrentes da aplicação de cada um dos métodos.
- Avaliar formas de tratamento das questões estocásticas relacionadas às vazões afluentes aos reservatórios e seus efeitos nos resultados da modelagem. Neste caso, será utilizado o esquema implícito, a partir da geração de um número significativo de séries sintéticas de vazões com base em modelos multivariados. A partir da aplicação das séries sintéticas ao modelo de otimização, serão calculadas estatísticas relevantes para caracterização do desempenho do sistema. Esses resultados serão também comparados aos obtidos a partir do uso das séries históricas de vazões. Dessa forma, pretende-

se avaliar as vantagens e desvantagens quando se opta por um ou outro tipo de abordagem.

A maior parte das análises e avaliações propostas serão feitas a partir de estudo de caso, tendo por base o sistema de reservatórios existentes na bacia do rio São Francisco. Essa bacia representa um exemplo bastante peculiar para a aplicação de uma modelagem com usos múltiplos, pois ali se localizam grandes reservatórios para geração de energia elétrica, cujas usinas estão integradas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e, portanto, suas regras operativas são definidas pelo ONS.

Nessa bacia, já existem conflitos pelo uso da água desses reservatórios, devido ao crescimento das demandas da água para irrigação e pela possível transposição das águas do São Francisco para a região semi-árida do Nordeste setentrional. Além disso, há problemas devido à poluição das águas em certos trechos desse rio e problemas de preservação do meio-ambiente.

### 3 ESTADO DA ARTE

Os estudos envolvendo a pesquisa operacional aplicada à operação de reservatórios têm freqüentado a literatura técnica especializada ao longo das últimas três décadas.

Uma importante revisão do estado da arte sobre o assunto é apresentada por Yeh (1985), onde o autor aborda vários tipos de modelagem para sistemas de reservatórios, porém o maior destaque é dado aos modelos de otimização como a Programação Linear (PL) e a Programação Dinâmica (PD) e suas variações (PD estocástica, PD incremental com aproximações sucessivas, PD com restrições probabilísticas e otimalidade progressiva). Segundo as conclusões do autor, as vantagens da PL são: a) permite resolver problemas de grande dimensão; b) existem pacotes computacionais consagrados no mercado, como por exemplo, o Simplex; c) atinge o ponto ótimo global.

Ainda segundo Yeh, a Programação Dinâmica (PD) é mais adaptável a problemas não lineares, ao caráter de tomada de decisão seqüencial e aos aspectos estocásticos, característicos da operação de reservatórios. Contudo, os problemas de dimensionalidade, ou seja, quando o número de variáveis de estado cresce de forma excepcional com o número de reservatórios, resultam em grandes dificuldades para aplicação da PD para sistemas de grande porte. Nestes casos, podem ser utilizadas técnicas como a de aproximações sucessivas, PD incremental e diferencial e outras.

Contudo, naquela época (1985) Yeh apontava problemas com modelos de Programação Não-Linear (PNL) que atualmente já estão praticamente superados. Esses problemas se referiam basicamente à reduzida capacidade de memória e baixa velocidade de processamento dos computadores de então.

Ao longo das últimas décadas, tem-se verificado o desenvolvimento de algoritmos matemáticos eficientes para a solução dos problemas de otimização linear e não-linear. O desenvolvimento da tecnologia de rotinas eficientes de otimização, em paralelo com o desenvolvimento vertiginoso da informática, colocando no mercado computadores portáteis de elevada capacidade de processamento e de armazenamento de dados, permitiu que fossem desenvolvidos modelos mais eficientes e mais fáceis de serem processados.

Um programa que incorpora tais algoritmos é o pacote MINOS desenvolvido pelo Laboratório de Otimização de Sistemas da Universidade de Stanford, Califórnia (MURTAGH et SAUNDERS,1995). Uma importante aplicação desse programa é relatada por Tejada-Guilbert et al. (1990), que utilizaram o MINOS para Programação Não-Linear (PNL) buscando a otimização da operação do California Central Valley Project. O pacote foi utilizado para maximizar o valor econômico da energia gerada a cada mês. Esse trabalho apresenta uma discussão muito interessante a respeito da otimização de sistemas não lineares e da aplicabilidade do MINOS. Peng et Buras (2000) apresentam outra aplicação do MINOS na otimização da operação de reservatórios, enfatizando que a evolução dos computadores e dos algoritmos de pesquisa operacional têm ampliado o campo de utilização dos pacotes para solução de problemas de PL e PNL de grande porte. Os autores desenvolveram uma modelagem para sistemas de reservatórios com objetivos múltiplos, utilizando o método implícito para consideração da natureza estocástica das afluências.

Na linha da PD estocástica, Barros (1989) analisa o problema operacional de reservatórios com enfoque estocástico implícito, onde a aleatoriedade do processo é considerada a partir da geração de séries sintéticas, com base no método de Monte Carlo.

Em artigo de autoria de Kelman et al. (1990) é apresentada a técnica da programação dinâmica estocástica amostral (sampling stochastic dynamic programming) que busca modelar a complexa estrutura de correlação espacial

e temporal das vazões afluentes aos reservatórios por meio de um número elevado de amostras de séries temporais de vazão.

Braga et al. (1991) apresenta uma aplicação da Programação Dinâmica estocástica com enfoque explícito, utilizando-se da técnica *one-at-time*, similar ao artifício de aproximações sucessivas, para se atenuar o “mal da dimensionalidade”.

Ainda no campo da Programação Dinâmica, Reis et Chaudhry (1991) fazem uma aplicação da PD Dual Estocástica (PDDE) ao sistema de reservatórios para geração de energia elétrica do vale do rio Tietê. A formulação do problema de otimização buscou a minimização do importe de energia no horizonte de planejamento.

Outra revisão sobre a modelagem de sistemas de reservatórios é de autoria de Wurbs (1993). Nesse artigo, o autor apresenta uma análise sobre os vários tipos de modelos e suas características. Os modelos analisados são os de simulação, de otimização e os de rede de fluxo. O autor enfoca alguns aspectos que devem ser levados em conta para seleção do tipo de modelo, tais como: ambiente computacional de desenvolvimento e/ou aplicação, disponibilidade e operacionalidade de modelos generalizados, interpretação e comunicação dos resultados, propósitos dos reservatórios, série de vazões, representação do sistema, medidas de desempenho do sistema, orientação prospectiva versus orientação descritiva e algoritmos computacionais.

Em outro trabalho, Labadie (1993) descreve uma aplicação combinada entre modelos de simulação e otimização, para resolver o problema de operação de um sistema com usos conflitantes. Para tanto, o autor faz uso do software CSUDP, que é uma tentativa de se generalizar um aplicativo de Programação Dinâmica, e do modelo de rede de fluxo MODSIM.

Uma análise interessante sobre a operação de reservatórios com usos conflitantes é relatada por Martin (1995), onde o autor procura, através de



técnicas de otimização combinadas com simulação, maximizar a produção energética ao longo do inverno, para um sistema de reservatórios no baixo rio Colorado, no Texas, sem impactar o propósito de abastecimento público.

Uma aplicação comparando otimização determinística e estocástica, é apresentada por Lund et Ferreira (1996). A metodologia é aplicada a um sistema de seis reservatórios no rio Missouri (EUA). Os resultados abordam as questões da aplicabilidade e das limitações na utilização da otimização determinística para sistemas de grande porte.

Além dos problemas relacionados com sistemas de reservatórios, mas ainda dentro da área de sistemas de recursos hídricos, tem aumentado o uso de técnicas de otimização para operação de sistemas de irrigação. Uma dessas aplicações é relatada por Dandy et Hassanli (1996), onde um modelo não-linear é utilizado no projeto e operação de um sistema de irrigação, procurando a melhor solução para o dimensionamento dos equipamentos e a melhor forma para definição dos turnos de rega.

Outro trabalho na área de irrigação é relatado por Vedula et Kumar (1996). Os autores desenvolveram um modelo para otimização de regras operativas de um reservatório utilizado para irrigação, composto por dois módulos integrados. O módulo 1 baseado em Programação Linear tem por objetivo maximizar a produção agrícola para um dado estado do sistema. O módulo 2 é um modelo de alocação, que busca definir a política de operação do reservatório usando a Programação Dinâmica Estocástica. A metodologia foi aplicada ao reservatório de Malaprabha na Índia, cujo único propósito é fornecer água para irrigação.

Ainda com relação à operação de sistemas com usos conflitantes, Ponnambalam et Adams (1996) fazem uso da otimização estocástica, para definir curvas-guia para um sistema de reservatórios voltados para produção energética e irrigação, na Índia. Segundo os autores, os resultados obtidos, a partir da aplicação das regras operativas otimizadas a um modelo de

simulação, indicaram um ganho no desempenho do sistema, comparando-se com dados operativos reais.

Em dois artigos, Georgakakos et al. (1997a e 1997b) apresentam um modelo para otimização de sistemas hidrotérmicos de geração, combinando dois modelos de controle de processos. O primeiro, baseado em Programação Dinâmica, busca a alocação ótima de geração entre os vários grupos turbo-geradores da usina. O segundo procura otimizar a operação do conjunto reservatório/usina ao longo do tempo, e é fundamentado no método de Extensão Gaussiano Linear-Quadrático. A metodologia foi aplicada a um sistema de reservatórios situados no Sul dos EUA e os resultados obtidos indicaram um ganho na avaliação dos benefícios energéticos, quando comparados com resultados produzidos por modelos de simulação.

Ainda dentro do problema de definição de regras operativas de sistemas de reservatórios, Oliveira et Loucks (1997), utilizando-se de algoritmos de busca genética, apresentam uma metodologia que procura gerar um conjunto de políticas operativas que são testadas num modelo de simulação. As políticas de melhor desempenho são selecionadas e utilizadas para se definir novas políticas, que são novamente testadas. O processo evolui até que a melhoria de desempenho cesse. O algoritmo foi aplicado a um sistema voltado à produção de energia e abastecimento público, com resultados promissores.

Francato et Barbosa (1997) analisam alguns fatores que podem influenciar os resultados de modelos de otimização de sistemas hidrelétricos. Nesse estudo, foram enfocados aspectos relacionados ao tipo da função-objetivo e à topologia do sistema. As análises foram feitas com base na modelagem dos reservatórios de Emborcação e Itumbiara localizados no rio Paranaíba.

Um pacote computacional que tem sido bastante utilizado ultimamente na área de otimização é o PCx (CZYZYK et al., 1997). Esse programa resolve problemas de PL baseado no Método do Ponto Interior, apresentado por Hillier et Lieberman (1995). Está disponível gratuitamente, e pode ser obtido através da Internet. Comparativamente ao Simplex, é um algoritmo de

processamento mais rápido. Isso e mais o fato de ser gratuito têm encorajado a sua aplicação.

Labadie (1998) também faz uma revisão crítica sobre os principais modelos de otimização dando ênfase à otimização estocástica implícita e explícita, para tratamento da aleatoriedade dos processos vinculados à operação de reservatórios. É importante ressaltar a preocupação do autor em colocar o problema operacional como parte de um sistema de suporte à tomada de decisão, de forma a garantir a eficaz implantação das políticas oriundas dos núcleos de pesquisa e desenvolvimento. Labadie também discorre sobre o modelo de rede de fluxo MODSIM que permite incorporar aspectos otimizantes dentro de um modelo de simulação. Um dos problemas desse tipo de modelo é que ele não considera a otimização global do sistema ao longo de todos os intervalos de tempo. O modelo procura uma forma de operação otimizada dentro de cada intervalo de tempo, de forma independente.

Uma referência que relata a integração dos modelos de PL e PD à operação de sistemas de reservatórios é apresentada por Braga et al. (1998). Os autores desenvolveram o modelo SISCOM com o objetivo de otimizar a operação do sistema hidroenergético brasileiro.

Pereira et al. (1998) e Campodónico (2002) propõem o emprego da Programação Dinâmica Dual Estocástica para planejamento operacional de sistemas hidrotérmicos: o modelo PDDE. Essa metodologia é a base do modelo NEWAVE (CEPEL, 2002) utilizado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para formular o planejamento da operação do sistema de geração de energia elétrica nacional.

Philbrick Jr. et Kitanidis (1999) também analisam o problema da operação de reservatórios, comparando resultados produzidos pela otimização determinística e pela otimização estocástica, chegando à conclusão que o enfoque determinístico tende a produzir resultados pseudo-ótimos, que podem subestimar os benefícios associados aos sistemas.

Em outro trabalho, Lund et Guzman (1999) analisam as principais características das regras operativas de sistemas de reservatórios em série e em paralelo, em função do tipo de propósito. Os autores apresentam um resumo de regras operativas conceituais para cada tipo de topologia, tendo em vista subsidiar procedimentos operacionais em tempo-real.

Uma aplicação do método do Ponto Interior à operação de reservatórios é apresentada por Seifi e Hipel (2001) que desenvolveram uma modelagem para o sistema composto pelos Grandes Lagos, na fronteira entre os EUA e o Canadá. Nesse modelo, os aspectos estocásticos são tratados através de múltiplos cenários e o problema é tratado linearmente por meio de um programa, utilizando o Método do Ponto Interior, desenvolvido pelos próprios autores. Segundo as conclusões do trabalho, o tempo de processamento do modelo cresce muito pouco com o aumento do número de reservatórios.

Lopes (2001) apresenta aplicações de PNL à operação de sistemas de usinas hidrelétricas, obtendo regras de operação conforme a topologia do sistema. Para configurações em paralelo, o autor sugere que os reservatórios com menor perda de queda por unidade de volume (fator de redução de queda) devam ser esvaziados primeiro. Para sistemas em série, os reservatórios devem ser esvaziados numa seqüência de montante para jusante, exceto quando as diferenças entre os fatores de redução de queda indicarem o contrário. Esse trabalho também enfatiza a necessidade de se considerar o tratamento não-linear quando os reservatórios são utilizados para geração de hidroeletricidade, para se obter valores corretos da produtividade (grandeza expressa em  $MW/m^3/s$ ) em função da queda.

Ros (2002) aplica o modelo SISOPT à cascata de reservatórios do rio Paranapanema, analisando os resultados obtidos a partir da otimização de várias funções-objetivo.

Barros et al. (2003) apresentam o modelo SISOPT que utiliza os pacotes MINOS e PCx (combinado com a técnica da PLS), para otimizar a operação de sistemas de geração de energia elétrica de grande porte. Esse modelo

permite ao usuário definir várias funções-objetivo, como a minimização de vertimentos e a minimização dos desvios quadráticos em relação a uma curva-guia, entre outras.

Finalmente, o balanço que se faz dos trabalhos mais recentes, na área de otimização da operação de sistemas de reservatórios, é que grande parte das pesquisas e aplicações tem utilizado pacotes que resolvem problemas de Programação Linear e Não Linear. Esse fato está associado ao desenvolvimento dos programas e computadores que permitem soluções cada vez mais rápidas para problemas cada vez mais complexos. Além disso, muitos desses pacotes podem ser empregados em conjunto com interfaces gráficas que possibilitam um alto grau de generalização dos problemas a serem tratados e sua utilização para modelagem de diversos sistemas.

Um aspecto importante que deve ser ressaltado, é que a maioria dos trabalhos analisados enfoca a questão da operação de sistemas de reservatórios sem considerar os uso múltiplo das águas. Esse é um fator que demonstra a relevância do tema em estudo.

## 4 METODOLOGIA

Neste item são apresentados os aspectos teóricos sobre a modelagem de sistemas de reservatórios e análise de séries temporais, voltada para a geração de séries sintéticas de vazões, que fazem parte do arcabouço metodológico para a solução de problemas de operação de sistemas de aproveitamento de recursos hídricos com usos múltiplos. A metodologia é geral, uma vez que pode ser aplicada a qualquer tipo de sistema de reservatórios de recursos hídricos.

Os grandes sistemas de reservatórios existentes no Brasil têm sido implantados primordialmente para a geração de energia elétrica. Apesar da geração de hidroeletricidade não se configurar como uso consuntivo, em alguns casos já se verificam disputas pelo uso da água desses reservatórios, ou das vazões afluentes que os alimentam. Um dos conflitos que vêm se intensificando em algumas bacias está relacionado com a retirada da água desses sistemas para irrigação de lavouras. Antigamente, essas demandas poderiam ser classificadas como marginais, uma vez que representavam uma parcela muito pequena das disponibilidades hídricas, sobretudo nas grandes bacias hidrográficas. Contudo, com a expansão da agricultura irrigada, principalmente na região Nordeste, onde as disponibilidades hídricas naturais são limitadas, as demandas por irrigação têm aumentado significativamente.

Portanto, a metodologia a ser enfocada neste trabalho pretende contribuir para o aprimoramento da modelagem de sistemas de reservatórios com usos múltiplos, explorando formas alternativas de equacionamento do problema. Atualmente, a modelagem desses sistemas utilizada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) considera os demais usos da água como restrições a serem atendidas (LOPES et al., 2002). Outro aspecto que se pretende explorar é a questão do risco hidrológico associado às vazões naturais afluentes aos reservatórios. A partir da análise de cenários de

disponibilidade hídrica, fixados com base nas séries históricas ou a partir da geração de séries sintéticas, é possível estabelecer níveis de risco para atendimento dos diversos usos da água.

#### **4.1 Modelagem de Sistemas de Reservatórios**

A modelagem matemática da operação de sistemas de reservatórios pode ser feita com base em modelos de simulação e/ou em modelos de otimização.

Nos modelos de simulação, os reservatórios seguem regras de operação pré-estabelecidas pelo usuário e os processos físicos são representados pelas respectivas equações que os regem. Por exemplo, o balanço hídrico nos reservatórios e as transferências entre eles são simulados pela equação da continuidade. As regras operativas, que produzem o melhor desempenho do sistema, devem ser obtidas a partir de um processo de tentativa e erro. Isso exige um grande esforço de processamento e análise de diversas alternativas, o que geralmente torna esse trabalho bastante exaustivo. Os modelos de simulação têm a vantagem de poder representar de forma mais fiel os aspectos físicos e operacionais que envolvem o problema.

Por outro lado, os modelos de otimização procuram a solução do problema de forma a atender aos objetivos estabelecidos para a operação do sistema. Isso se dá a partir da definição de uma dada função-objetivo, que é uma representação matemática dos objetivos a serem obtidos pela operação do sistema em análise. Dessa forma, os modelos de otimização buscam a maximização ou minimização da função-objetivo, cujas variáveis básicas são as chamadas variáveis de decisão. Uma vez resolvido o problema, o conjunto das variáveis de decisão obtido é a solução ótima para a operação do sistema. Todos os processos físicos e condições de contorno do problema formam o conjunto das equações de restrição, como por exemplo, os limites para as capacidades dos reservatórios, os limites para as vazões defluentes, o respeito ao balanço de massa, etc. As dificuldades associadas

aos modelos de otimização estão relacionadas com o porte do problema, com a forma e as características das funções-objetivo e equações de restrição e com a precisão requerida para solução do problema.

#### 4.1.1 Função-Objetivo e Objetivos Múltiplos

A função-objetivo é uma forma matemática de explicitar numericamente o grau de atendimento dos objetivos do sistema em análise. Esses objetivos não precisam ser expressos nas mesmas unidades e não necessariamente devem ser medidos em termos econômicos.

A modelagem para sistemas de reservatórios com usos múltiplos, via de regra, utiliza funções-objetivo relacionadas com os desempenho operativo do sistema e os benefícios gerados pela sua operação, tais como:

- Maximização dos benefícios do sistema: utilizada quando a quantificação desses benefícios é direta e existem dados e informações confiáveis sobre eles. Em geral, é o caso dos usos associados aos suprimentos urbano e industrial, à irrigação, à geração de energia, ao controle de cheias e à navegação. O benefício não precisa necessariamente ser expresso em termos monetários, pode ser expresso em  $m^3/s$  de água extraída do sistema ou em MW-hora produzido. No caso de haver mais de um uso na função-objetivo, em geral, se adotada um critério de ponderação entre eles.
- Minimização dos desvios quadráticos em relação a uma curva guia de operação: utilizada em estudos de programação da operação ou operação em tempo-real. Serve para estabelecer diretrizes de operação de médio e curto prazos. Os usos principais associados podem ser o controle de cheias, a navegação, o controle de qualidade, recreação e lazer, etc.



- Minimização dos desvios quadráticos em relação a uma curva de demanda: utilizada quando uma determinada demanda é conhecida a priori e o sistema é operado de forma a minimizar os desvios em relação a esse valor. Podem ser valores fixos no tempo ou sazonais. Geralmente associada aos usos vinculados à regularização de vazões como a irrigação, consumo urbano e industrial, etc.
- Minimização de vertimentos: utilizada quando há usos que necessitam armazenar água de um período chuvoso para ser utilizada num período seco. Em geral, associada à geração de energia e à regularização de vazões.

Os objetivos que envolvem com mais freqüência os processos de gestão e planejamento de sistemas de recursos hídricos são os benefícios econômicos produzidos por esses sistemas. Esses benefícios, denominados tangíveis, podem ser quantificados em nível nacional, regional ou local.

Os benefícios diretos vinculados aos principais usos da água podem ser quantificados economicamente da seguinte forma:

- Suprimento de água:
  - irrigação: através do valor produção da cultura irrigada;
  - industrial: através do valor agregado da água no produto final;
  - urbano: pelo desenvolvimento econômico local.
- Energia elétrica: através do valor do MW-hora gerado.
- Navegação: através do frete dos produtos transportados.
- Controle de cheias: através do prejuízo evitado com o controle de cheias.
- Recreação e lazer: através da renda produzida por essas atividades.

Do ponto de vista regional e nacional, a operação de um sistema pode gerar benefícios indiretos, tais como, o aumento do produto nacional bruto, a geração de empregos, o aumento da renda da população e a sua distribuição, etc.

A modelagem de sistemas de reservatórios com usos múltiplos ou com apenas um único uso pode ser feita com base numa formulação que inclui na função-objetivo apenas objetivos econômicos, como a maximização dos benefícios do sistema. Além desses objetivos, a análise pode incorporar objetivos de natureza ambiental ou social, como é o caso da preservação de vidas humanas, melhoria da qualidade de vida, aspectos de segurança nacional, preservação de habitats, preservação de elementos paisagísticos, etc. Nesses casos, é possível estabelecer critérios numéricos para se tentar levar em conta tais objetivos, como por exemplo, a adoção de funções-objetivo relacionadas a penalidades, escalas de valores, etc. Esse tipo de análise pode envolver múltiplos critérios para avaliação do desempenho do sistema, que muitas vezes são baseados em aspectos subjetivos, porém, obedecendo a uma determinada metodologia específica para solução do problema. A análise para otimização com objetivos múltiplos é abordada por diversos autores, tais como, Cohon (1978), Haines e Allee (1982), Bogardi e Nachtnebel (1994).

#### **4.1.2 Período de Análise e Passo de Cálculo dos Modelos de Operação**

Segundo Wurbs (1996) a seleção do período de análise e do intervalo de tempo de cálculo dos modelos de operação de reservatórios depende de uma série de fatores, tais como, as características e os objetivos da modelagem em questão, a disponibilidade de dados de vazão e sua variabilidade temporal, as características das demandas de águas, etc.

Resumidamente, pode-se admitir que para estudos de controle de cheias é necessário adotar passo de cálculo horário ou diário e o período de análise refere-se a eventos de duração limitada (horas, dias ou semanas). No caso

de estudos de planejamento, que envolvem usos como irrigação, geração hidrelétrica e outros usos associados ao armazenamento da água, o período de análise adotado pode ser de várias décadas ou horizontes com duração de alguns anos. Nesse caso, o passo de cálculo geralmente adotado é o mensal. Em alguns casos, passos de cálculo incluindo alguns meses, que representem períodos secos e úmidos, podem ser adequados.

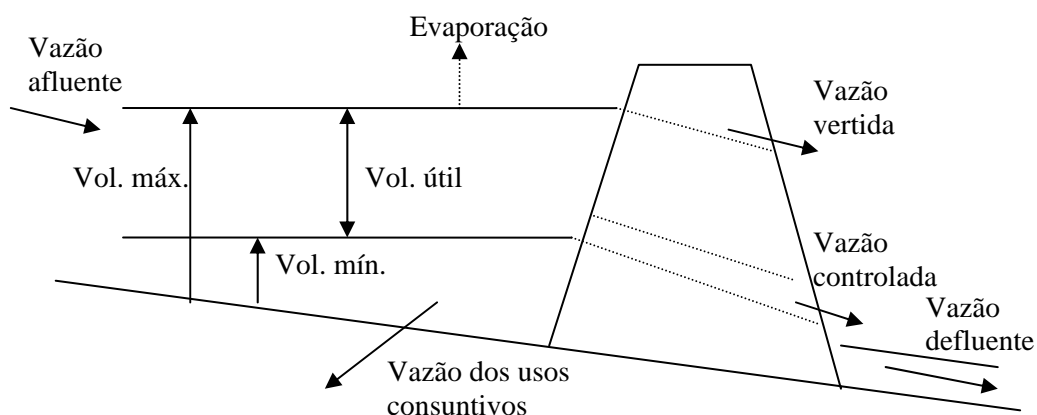
O setor elétrico brasileiro adota, para o planejamento da operação, modelos que compreendem um período de análise de cinco anos com passo de cálculo mensal e modelos com horizonte de um ano, chegando a discretização semanal para o primeiro mês. O horizonte de cinco anos é adotado em função da extensão do período crítico verificado nas principais bacias hidrográficas do país que ocorreu na primeira metade da década de 1950.

Os modelos para orientar os procedimentos de operação em tempo-real, em geral, são desenvolvidos tendo em vista períodos de análise diário ou semi-diário, com passo de cálculo horário ou semi-horário.

Dado que a modelagem desenvolvida neste estudo tem por objetivo abordar questões referentes ao planejamento da operação de sistemas de reservatórios, foi adotado um período de análise de seis anos e passo de cálculo mensal. Esse horizonte corresponde aproximadamente ao padrão para os estudos de planejamento da operação do setor elétrico.

#### **4.1.3 Formulação Geral do Problema**

A **Figura 4.1** mostra de forma esquemática os elementos tratados no problema de operação de reservatórios. Nessa figura, o volume útil (diferença entre os volumes máximo e mínimo) é responsável pela regularização de vazões.



**Figura 4.1 – Representação Esquemática de um Reservatório**

O problema de otimização da operação de um sistema de reservatórios para usos múltiplos pode ser formulado da seguinte maneira:

$$\text{Maximizar ou Minimizar: } F.O. = \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^n R_{i,t} \quad (1)$$

onde

$F.O.$ : é a função-objetivo, cujas variáveis estão associadas às decisões tomadas para a operação do sistema. Essas variáveis são chamadas de variáveis de decisão.

$R_{i,t}$ : é uma função que mede o retorno e/ou desempenho associado ao reservatório  $i$  no intervalo  $t$ , conforme os objetivos definidos para esse reservatório.

$i = 1, 2, \dots, m$  ( $m$  = número de reservatórios do sistema)

$t = 1, 2, \dots, n$  ( $n$  = número de intervalos de tempo)

Sujeito a:

Continuidade

$$VF_{i,t} = VF_{i,t-1} + [QA_{i,t} - QD_{i,t} - QC_{i,t}] \cdot K - EV_{i,t} \quad (2)$$

Limites de armazenamento

$$Vmin_i \leq VF_{i,t} \leq Vmax_{i,mês} \quad (3)$$

Obs.: *mês* é um índice associado a cada mês do ano. Os limites máximos de armazenamento útil podem variar ao longo do ano, pois muitos reservatórios são utilizados para alocação de volumes de espera para controle de cheias.

Limites de defluências

$$QD_{mínimo,i} \leq QD_{i,t} \leq QD_{máximo,i} \quad (4)$$

Limites para usos consuntivos

$$QC_{mínimo,i} \leq QC_{i,t} \leq QC_{máximo,i} \quad (5)$$

Vazões não negativas

$$QD_{i,t} \geq 0 \quad (6)$$

onde

$QD_{i,t}$  = vazão defluente do reservatório  $i$  ao longo do intervalo de tempo  $t$  (variável de decisão) em  $m^3/s$ . A defluência é composta por duas parcelas: uma constituída pela vazão controlada (descargas de fundo e/ou vazões turbinadas por usinas hidrelétricas) e outra referente às vazões vertidas pelos órgãos extravasores;

$QC_{i,t}$  = vazão do uso consuntivo do reservatório  $i$  ao longo do intervalo de tempo  $t$  (pode ser variável de decisão ou apenas uma restrição, depende do tipo de função-objetivo) em  $m^3/s$ . Vazões que não retornam ao sistema;

$QA_{i,t}$  = vazão afluyente ao reservatório  $i$  ao longo do intervalo de tempo  $t$  (inclui a vazão da área de drenagem intermediária entre o reservatório  $i$  e os reservatórios imediatamente a montante, mais a somatória das defluências desses reservatórios) em  $m^3/s$ ;

$K$  = é uma constante para transformação das vazões que estão em  $m^3/s$  para volumes mensais em  $m^3$ , ou múltiplos dessa unidade;

$VF_{i,t}$  = volume do reservatório  $i$  no fim do intervalo  $t$  (variável de estado) em  $m^3$ , ou múltiplos dessa unidade;

$EV_{i,t}$  = volume evaporado a partir do reservatório  $i$  durante o intervalo  $t$  em  $m^3$ , ou múltiplos dessa unidade, que é dado por:

$$EV_{i,t} = Am_{i,t} * TE_i * cte. \quad (7)$$

onde

$Am_{i,t}$  = área média da superfície do reservatório  $i$  ao longo do intervalo  $t$ , dada por:  $[A_{i,t-1} + A_{i,t}]/2$ ; onde  $A_{i,t}$  é função do volume do reservatório  $VF_{i,t}$ ;

$TE_i$  = taxa de evaporação líquida a partir da superfície do reservatório  $i$  em mm. Geralmente, adota-se um valor médio para cada mês do ano;

$cte.$  = constante de transformação de unidades.

#### 4.1.4 Enfoque do Problema Visando os Usos Múltiplos da Água

Existem diversas formas de se considerar os usos múltiplos da água no problema de operação de reservatórios. Em geral, esses usos estão associados a variáveis de decisão, de estado ou a restrições. As variáveis de decisão estão incluídas direta ou indiretamente na função-objetivo. As restrições, via de regra, estão associadas a limitações impostas às variáveis de decisão ou de estado do sistema.

A seguir são descritas as relações entre alguns dos principais usos da água e o problema de operação de reservatórios.

- Suprimento de água para abastecimento das cidades e indústrias e para irrigação: neste caso, o uso está associado à variável de decisão correspondente à vazão a ser extraída do sistema, para atendimento de uma dada demanda. Pode ser também um valor fixo, ou seja, uma restrição, caso outros usos sejam alvo de otimização. Um tipo de função-objetivo normalmente empregada nestes casos é a minimização dos desvios quadráticos em relação a uma curva de demanda, que pode ser expressa da seguinte forma:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^n (QAB_t - DAB_t)^2 \quad (8)$$

onde

$QAB_t$  = vazão fornecida pelo sistema para abastecimento no intervalo de tempo  $t$ ;

$DAB_t$  = demanda necessária de água para abastecimento no intervalo de tempo  $t$ .

- Geração de hidroeletricidade: está associada a duas variáveis de decisão que são a vazão turbinada e a vazão vertida. O tratamento detalhado deste uso é mostrado em 4.1.5.
- Navegação: um sistema de reservatórios onde há navegação deve ser operado de forma que os níveis d'água mínimos dos lagos e dos trechos fluviais garantam o calado para passagem das embarcações. Isso, em geral, é considerado na forma de restrições, como o valor mínimo a ser atribuído ao nível d'água e/ou à vazão mínima defluente dos reservatórios. Pode também ser necessário considerar os volumes de água que deixam os reservatórios durante os procedimentos de operação das eclusas (eclusagens). Uma forma de

se considerar esse tipo de uso na função-objetivo é através da minimização dos desvios quadráticos em relação a uma curva-guia de operação, como segue:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^n (NA_{i,t} - NM_{i,t})^2 \quad (9)$$

onde

$NA_{i,t}$  = nível d'água do reservatório  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$NM_{i,t}$  = nível meta do reservatório  $i$  no intervalo de tempo  $t$ .

- Controle de cheias: via de regra, é considerado nos estudos de operação de reservatórios através da alocação de volumes de espera sazonais para acomodarem cheias de determinada magnitude e, assim, poder limitar as descargas a jusante. Na modelagem, é levado em conta através da variação sazonal dos níveis máximos de armazenamento dos reservatórios. Outra maneira de considerar esse uso nos modelos de operação é através da imposição de restrições que limitem superiormente as vazões defluentes dos reservatórios. Para ser incluído na função-objetivo, é também possível minimizar os desvios quadráticos da vazão defluente em relação a um valor limite a partir do qual começam a ocorrer problemas de inundação. Essa função-objetivo pode ser expressa da seguinte forma:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^n (QD_{i,t} - QCC_i)^2 \quad \text{quando } QD_{i,t} > QCC_i \quad (10)$$

onde

$QD_{i,t}$  = vazão defluente do reservatório  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$QCC_i$  = vazão para controle de cheias a jusante do reservatório  $i$ .



- Qualidade da água e preservação ambiental: no caso dos trechos fluviais a jusante dos reservatórios, está associada à manutenção de vazões mínimas para garantia de diluição de poluentes, níveis aceitáveis de oxigênio dissolvido, etc. No caso dos lagos, podem ser impostas restrições à variação brusca dos níveis d'água, restrições quanto a níveis d'água muito baixos, de forma a evitar áreas com baixa profundidade, restrições quanto a níveis d'água muito elevados, de forma a evitar prejuízos aos ecossistemas ribeirinhos, etc. Também devem ser evitadas situações em que seja necessário captar água em profundidades muito elevadas, onde há pouco oxigênio dissolvido. Nesse caso, para se levar em conta este uso na função-objetivo, pode-se adotar uma equação análoga à indicada na eq.(9), que busca minimizar os desvios em relação a uma curva-guia de operação. Pode-se também utilizar uma equação análoga à eq.(10), procurando minimizar os desvios quadráticos em relação a uma vazão mínima pré-estabelecida, quando a vazão defluente é inferior a essa restrição.
- Recreação e lazer: este uso está relacionado com a imposição de restrições aos níveis d'água máximos e mínimos dos reservatórios. Além disso, esses níveis não devem sofrer oscilações bruscas e/ou acentuadas. Da mesma forma que no uso anterior, pode-se adotar uma função-objetivo do tipo da eq.(9).

Uma vez que os recursos hídricos de uma dada região são limitados, o seu uso por diversos setores está, em geral, sujeito a regras de partilha. Quando as demandas de usos competitivos, como por exemplo, a produção de energia hidrelétrica e irrigação, superam as disponibilidades hídricas da região, é necessário estabelecer algumas regras para definir o montante a ser alocado a cada setor usuário. Nesses casos, a solução encontrada por um determinado modelo de otimização é uma solução de compromisso entre os dois usos, ou seja, só é possível aumentar o nível de atendimento de um uso reduzindo-se o nível de atendimento de outro uso.

Do ponto de vista econômico, a água de um reservatório é utilizada para produzir um determinado bem ao qual pode ser associado um determinado valor monetário. Assim, a cada m<sup>3</sup>/s usado na irrigação pode-se associar um determinado valor que reflete, de certa forma, o valor da produção agrícola. O mesmo se passa com o MW-hora de energia produzida a partir de uma certa vazão turbinada e de uma dada queda.

Esses parâmetros servem de base para se estabelecer os princípios das relações de troca entre os setores usuários da água. De qualquer forma, numa situação de recursos hídricos limitados, o aumento do uso da água por um dado setor usuário irá implicar na diminuição da disponibilidade hídrica para os demais, que poderá acarretar em redução das suas receitas.

Segundo Loucks et al. (1981), a competição entre usos conflitantes, como a geração de energia e a irrigação, pode ser ilustrada pelo gráfico da **Figura 4.2**.

Nesse gráfico, é mostrada a região viável das possíveis combinações das variáveis de decisão X (vazão para irrigação) e Y (produção de energia). Os limites dessa região indicam as fronteiras de possíveis alocações das variáveis X e Y. A curva traçada representa o limite do recurso hídrico disponível.

A receita total obtida pelos dois setores usuários é dada por:

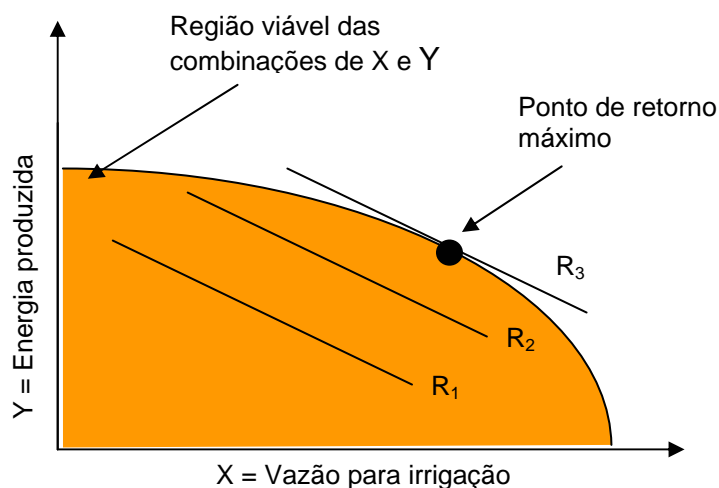
$$R = p_x \cdot X + p_y \cdot Y \quad (11)$$

Onde  $p_x$  e  $p_y$  são, respectivamente, os valores unitários da água para irrigação e do MW-hora de energia produzida.

Uma vez conhecidos os valores desses preços unitários, pode-se calcular a receita para uma determinada combinação de demandas. As retas traçadas na **Figura 4.2** representam pontos onde a receita  $R$  é constante. Nesse exemplo,  $R_1 < R_2 < R_3$ , ou seja, quanto mais as retas se aproximam da curva de

fronteira, maior é a receita. O ponto de tangência da reta  $R_3$ , que representa a máxima receita possível, é o ponto de alocação de máximo retorno.

Para um dado sistema, é possível traçar gráficos análogos ao apresentado neste exemplo, que são as chamadas curvas de Pareto, ou curvas de soluções não-dominadas, por meio dos modelos de otimização e/ou simulação (LOUCKS et al., 1981). A partir daí podem ser avaliadas as relações de troca entre os usos e, caso se disponha de avaliações dos preços unitários do retorno de cada usuário, pode-se determinar o ponto de retorno máximo do sistema. Essa é uma solução de compromisso entre os dois usos conflitantes.



Fonte: Loucks et al.(1981)

**Figura 4.2 – Curva de Troca entre Dois Usos Conflitantes**

Contudo, geralmente é difícil estabelecer preços unitários adequados que expressem os valores para os usos da água. Os preços de mercado refletem o valor do benefício apenas para a população diretamente beneficiada. Os reflexos dos sistemas de recursos hídricos atingem uma população muito maior do que aquela beneficiada diretamente pelo projeto, quer pelas suas repercussões a nível local, regional e até mesmo nacional, quer pela indução de outras atividades econômicas e sociais, quer pelos aspectos estratégicos que possam estar envolvidos.

Numa tentativa de formalizar e racionalizar a solução do problema de otimização com múltiplos usos, com base nas abordagens devidas a Loucks et al. (1981) e Lopes et al.(2002), pode-se definir dois métodos:

- **Método das Ponderações:** inclui na função-objetivo diversas variáveis de decisão diretas ou indiretas, como por exemplo: vazão para geração de energia, vazão para irrigação, vazão para outros usos consuntivos, níveis mínimos e máximos para navegação, recreação, conservação, etc. Neste caso, as equações de restrição consideradas são as de características físicas e de balanço hídrico. Nesse método, a função-objetivo é do tipo ponderada, onde os pesos de cada objetivo são definidos pelo decisor. Em geral, é muito difícil definir os pesos de cada objetivo em relação ao outro, uma vez que eles variam bastante de acordo com o perfil do decisor.
- **Método das Restrições:** inclui na função-objetivo um único uso, como por exemplo, a geração de energia e considera os outros usos nas equações de restrição. Pode-se, então, determinar as relações de troca entre os usos (curvas de Pareto), variando-se os limites de atendimento de cada objetivo em relação a outro.

Tomando-se o exemplo já apresentado para a questão da irrigação e da geração de energia, apresenta-se, a seguir, o equacionamento dos dois métodos propostos. Neste caso, busca-se a maximização da energia média e da vazão média para irrigação ao longo do período de análise.

Função-objetivo segundo o método das ponderações:

$$Max \dots \alpha \cdot \sum_{i=1}^m \frac{\sum_{t=1}^n E_{i,t}}{n} + \beta \cdot \sum_{i=1}^m \frac{\sum_{t=1}^n QI_{i,t}}{n} \quad (12)$$

Função-objetivo segundo o método das restrições:

$$Max \cdots \sum_{i=1}^m \frac{\sum_{t=1}^n E_{i,t}}{n} \quad \text{com } QI_{i,t} = DI_{i,t} \quad (13)$$

onde

$QI_{i,t}$  = vazão para irrigação fornecida pelo reservatório  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$DI_{i,t}$  = demanda para irrigação a ser atendida pelo reservatório  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$E_{i,t}$  = energia gerada pela usina do reservatório  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$\alpha$  e  $\beta$  são os parâmetros de ponderação para cada uso.

Os parâmetros  $\alpha$  e  $\beta$  são valores que expressem a importância relativa de cada um dos usos. De certa forma, indicam uma ordem de preferência de um uso sobre outro, ou seja, uma ordem hierárquica. Esses parâmetros expressam a importância relativa de cada uso considerado e são atribuídos pelos decisores e/ou gestores de forma subjetiva. Neste estudo, esses parâmetros foram alvo de análise de sensibilidade.

#### 4.1.5 A Questão da Geração de Hidroeletricidade

Quando um dos usos de um dado sistema é a geração de energia elétrica, o problema de operação de reservatórios deve ser complementado pelas funções que regem a produção energética, como segue:

$$E_{i,t} = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta_g \cdot \eta_t \cdot \eta_h \cdot HB_{i,t} \cdot QT_{i,t} \quad (14)$$

onde

$9,81$  = aceleração da gravidade em  $m/s^2$ ;

$10^{-3}$  = peso específico da água em  $\text{kg}/\text{cm}^3$ ;

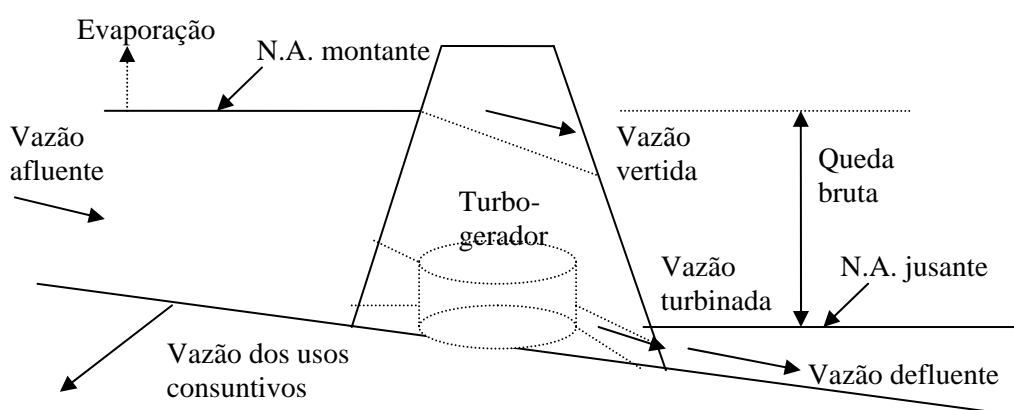
$E_{i,t}$  = a geração média do reservatório  $i$  no intervalo  $t$  em MW-médios, que é a energia correspondente à potência média gerada ao longo de um mês ou de um certo número de meses;

$\eta_g, \eta_t$  e  $\eta_h$  = respectivamente, os rendimentos médios do gerador, turbina e circuito hidráulico (adução e restituição). Esses rendimentos, especialmente os da turbina e o do circuito hidráulico, variam com a vazão turbinada e a queda, contudo para passo de cálculo mensal podem ser considerados constantes;

$HB_{i,t}$  = queda bruta média mensal do reservatório  $i$  no intervalo  $t$  em metros. Diferença entre os níveis d'água do reservatório e do canal de fuga da usina;

$QT_{i,t}$  = vazão turbinada pela usina correspondente ao reservatório  $i$  no intervalo  $t$  em  $\text{m}^3/\text{s}$ .

A representação esquemática de uma usina hidrelétrica é mostrada na **Figura 4.3**.



**Figura 4.3 – Esquema de uma Usina Hidrelétrica**

A geração de uma usina está limitada à sua capacidade máxima de geração que é função da sua potência instalada e da disponibilidade de máquinas. Essa disponibilidade pode ser representada por um fator de redução da sua potência instalada denominado *índice de disponibilidade*, que engloba as paradas programadas para manutenção, as paradas forçadas e as reservas girantes, que se constituem em operações da turbina em vazio para efeito de contingências no sistema.

A vazão turbinada é limitada pelas características da turbina e pela capacidade do gerador. Para cada tipo de turbina há uma geração mínima a ser respeitada, abaixo da qual não é recomendável operá-la. Além disso, quando a queda atinge um determinado valor mínimo, a turbina não consegue produzir sua potência máxima, havendo, portanto, uma limitação superior para a vazão turbinada em função da queda. Por fim, caso haja disponibilidade suficiente de queda, há a limitação de geração imposta pela capacidade do gerador, que também se configura com um limite superior para a vazão turbinada.

Outro tipo de defluência que ocorre nas usinas hidrelétricas são os vertimentos pelo órgão extravasor do reservatório. Esses vertimentos são também variáveis de decisão, uma vez que a vazão defluente total, que é a soma das vazões turbinada e vertida, afeta a queda, em virtude da flutuação do nível d'água do canal de fuga da usina. Além disso, algumas políticas de operação podem indicar o esvaziamento prévio de determinados reservatórios, de forma a abrir espaço para afluências futuras e, dessa forma, otimizar a operação do sistema ao longo do horizonte de estudo. Assim, a vazão defluente total será dada por:

$$QD_{i,t} = QT_{i,t} + QV_{i,t} \quad (15)$$

onde

$QV_{i,t}$  = vazão vertida pela usina correspondente ao reservatório  $i$  no intervalo  $t$  em  $m^3/s$ .

A relação entre a vazão defluente e o nível d'água do canal de fuga (nível d'água de jusante) é dada pela curva-chave da usina.

Outro aspecto que deve ser ressaltado refere-se às usinas a *fio d'água*. Os reservatórios dessas usinas não são operados visando regularizações intra ou plurianuais. Dessa forma, para efeito de otimizações e/ou simulações em nível mensal, não há variação volumétrica desses reservatórios. Portanto, não há variáveis de decisão associadas a essas usinas. As vazões defluentes nessas usinas são consequência de decisões tomadas para a operação das usinas de acumulação.

Geralmente, as funções cota-volume, cota-área e as curvas-chave, que envolvem o problema proposto, são não-lineares. No caso das funções em questão, muitas vezes, elas atendem às condições de monotonicidade, concavidade e convexidade exigidas pelos diversos algoritmos de PNL. Por exemplo, o MINOS exige que essas condições sejam satisfeitas para que tais funções sejam deriváveis dentro do seu intervalo de utilização.

Uma vez que a PD, apesar de tratar adequadamente com funções não lineares, exibe o “mal da dimensionalidade” para sistemas com vários reservatórios, ou seja, o elevado número de combinações das variáveis de estado praticamente inviabiliza a solução do problema em termos de tempo de processamento, os algoritmos de PNL são uma alternativa bastante atraente para a otimização da operação de reservatórios quando há geração hidrelétrica. Neste trabalho, optou-se pela utilização do algoritmo de PNL do pacote computacional MINOS.

Na seqüência, apresenta-se o equacionamento do problema de operação de um sistema de reservatórios voltados para a geração de energia elétrica partindo-se do equacionamento proposto em 4.1.3. Neste caso, utiliza-se uma função-objetivo que busca a maximização da energia média do sistema ao longo do período de análise.



$$Max \dots \sum_{i=1}^m \frac{\sum_{t=1}^n PRT_{i,t} \cdot QT_{i,t}}{n} \quad (16)$$

com

$$PRT_{i,t} = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta_g \cdot \eta_t \cdot \eta_h \cdot HB_{i,t} \quad (17)$$

onde

$PRT_{i,t}$  = produtividade da usina  $i$  no mês  $t$  em MW/m<sup>3</sup>/s.

Sujeito a:

#### Continuidade

$$VF_{i,t} = VF_{i,t-1} + [QA_{i,t} - QT_{i,t} - QV_{i,t} - QC_{i,t}] \cdot K - EV_{i,t} \quad (18)$$

#### Limites de armazenamento

$$Vmin_i \leq VF_{i,t} \leq Vmax_{i,m\acute{e}s} \quad (19)$$

#### Capacidade das usinas

$$PRT_{i,t} \cdot QT_{i,t} \leq PI_i \cdot ID_i \quad (20)$$

#### Limites para vazões turbinadas

$$QTmínimo_{,i} \leq QT_{i,t} \leq QTmáximo_{,i} \quad (21)$$

#### Limites para usos consuntivos

$$QCmínimo_{,i} \leq QC_{i,t} \leq QCmáximo_{,i} \quad (22)$$

#### Vazões não negativas

$$QT_{i,t} \text{ e } QV_{i,t} \geq 0 \quad (23)$$

onde

$PI_i$  = potência instalada da usina  $i$  em MW;

$ID_i$  = índice de disponibilidade de máquinas da usina  $i$ , que define a potência média disponível ao longo do tempo, descontadas as horas paradas para manutenção, programada ou forçada, e demais reservas.

As demais grandezas presentes nas eqs.(16) a (23) já foram descritas ao longo do texto.

A função-objetivo representada na eq.(16) é não-linear, pois  $PRT_{i,t}$  é uma função não-linear do volume do reservatório e da vazão defluente. Para se obter o valor de  $PRT_{i,t}$  deve-se calcular a queda bruta média ao longo do intervalo  $t$ . Essa queda é obtida pela diferença entre o nível d'água do reservatório (nível de montante) e o nível d'água de jusante (ver **Figura 4.3**). O nível d'água do reservatório é calculado com base na sua curva cota-volume. O nível d'água de jusante é obtido a partir da curva-chave (relação cota-descarga) do canal de fuga da usina. Ambas as relações são representadas por equações não-lineares. O setor elétrico brasileiro adota, para representação dessas funções, polinômios de até quarto grau. O equacionamento a seguir demonstra claramente essas questões.

$$PRT_{i,t} = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta_g \cdot \eta_t \cdot \eta_h \cdot [(NA_{i,t} + NA_{i,t-1})/2 - NJ_{i,t}] \quad (24)$$

$$NA_{i,t} = a0_i + a1_i \cdot VF_{i,t} + a2_i \cdot VF_{i,t}^2 + a3_i \cdot VF_{i,t}^3 + a4_i \cdot VF_{i,t}^4 \quad (25)$$

$$NJ_{i,t} = b0_i + b1_i \cdot QD_{i,t} + b2_i \cdot QD_{i,t}^2 + b3_i \cdot QD_{i,t}^3 + b4_i \cdot QD_{i,t}^4 \quad (26)$$

onde

$NA_{i,t}$  = nível d'água do reservatório  $i$  ao final do intervalo  $t$ ;

$NJ_{i,t}$  = nível d'água a jusante do reservatório  $i$  ao longo do intervalo  $t$ ;

$a0_i, \dots, a4_i$  = coeficientes do polinômio cota-volume do reservatório  $i$ ;

$b0_i, \dots, b4_i$  = coeficientes do polinômio cota-vazão defluente do reservatório  $i$ .

Segundo Lopes et al. (2002), o equacionamento da relação entre a vazão máxima turbinada ( $QT_{máximo,i}$ ) e a queda bruta ( $HB_{i,t}$ ) pode também ser representada por uma função polinomial análoga às eqs.(25) e (26).

Como visto em 4.1.3, para se obter o volume líquido evaporado mensal ( $EV_{i,t}$ ) é necessário calcular a área média do reservatório ao longo do intervalo  $t$ . O setor elétrico adota a mesma representação polinomial para a relação cota-área dos reservatórios.

Na resolução das equações do problema em questão, há um processo iterativo que envolve o cálculo da área média e do nível d'água médio do reservatório, ao longo do intervalo de tempo de cálculo. Para cálculo dessas variáveis, o modelo deve conhecer os valores da área e do nível d'água no início do passo de cálculo. A solução global do problema de otimização deve atender a essas condições.

Além da função-objetivo apresentada na eq.(16), que visa a maximização da produção energética, existem outras formas de função-objetivo que podem ser empregadas no caso da otimização de sistemas hidrelétricos. Barros et al. (2003) e Ros (2002) apresentam, além da função já citada, mais cinco formas alternativas para a função-objetivo, como segue:

Minimizar a perda da energia potencial armazenada:

$$Min \cdots \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^n (ct_i \cdot QT_{i,t} + cv_i \cdot QV_{i,t}) \quad (27)$$

onde  $ct_i$  e  $cv_i$  são, respectivamente, os coeficientes de ponderação para a vazão turbinada e a vazão vertida para o reservatório  $i$ . Para minimizar vertimentos adota-se um valor alto para  $cv_i$ .

Minimizar a soma dos desvios quadráticos dos armazenamentos em relação a volumes-meta:

$$Min \cdots \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^n (VF_{i,t} - T_{i,t})^2 \quad (28)$$

onde  $T_{i,t}$  é o volume-meta para o reservatório  $i$  ao final do intervalo  $t$ .

Minimizar a energia vertida:

$$\text{Min} \cdots \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^n (PRT_{i,t} \cdot QV_{i,t}) \quad (29)$$

Minimizar a complementação térmica (ou outras fontes de geração mais caras):

$$\text{Min} \cdots \sum_{t=1}^n \left[ DET - \sum_{i=1}^m (PRT_{i,t} \cdot QT_{i,t}) \right]^2 \quad (30)$$

onde  $DET$  é a demanda total de energia elétrica a atendida, independente da fonte de geração.

Maximizar os lucros obtidos com a venda de energia secundária:

$$\text{Max} \cdots \sum_{t=1}^n PE_t \cdot \left( \sum_{i=1}^m PRT_{i,t} \cdot QT_{i,t} - EF \right) \quad (31)$$

esta função, sugerida por Barros et al. (2003), procura maximizar os lucros provenientes dos contratos de fornecimento de curto prazo (mercado *spot*).  $PE_t$  é o preço da energia elétrica no intervalo  $t$ ; e  $EF$  é a energia firme do sistema ou o valor da energia que é usado para as contratações de longo prazo com risco de falha baixo. Assim, a diferença entre a energia produzida pelo sistema e a energia firme, que é denominada energia secundária, pode ser oferecida para contratações de curto prazo.

O tipo de função-objetivo, ou combinações destas, deve ser escolhido em função dos aspectos que se pretende analisar com o modelo de otimização. Esses aspectos, em geral, estão relacionados com questões operacionais, como a análise das trajetórias de armazenamento dos reservatórios, ou com questões relativas à potencialidade energética do sistema, como valores máximos, mínimos e médios de geração ao longo do horizonte de estudo.

## 4.2 Tratamento da Questão Estocástica

O modelo matemático formulado em 4.1.3 tem um caráter estocástico, uma vez que as vazões naturais afluentes aos reservatórios são variáveis aleatórias associadas ao tempo, cujas realizações futuras são desconhecidas.

Portanto, o problema da operação de reservatórios é um processo de tomada de decisão sob incerteza, onde o decisor deve utilizar ferramentas adequadas de análise estatística para orientá-lo nesse processo.

Uma das formas de tratar o problema é explicitar a variável aleatória no modelo através de sua distribuição de probabilidades. Geralmente, essas distribuições são definidas “a priori” com base em dados históricos. Esse é o chamado método explícito. Este método é de difícil aplicação prática para sistemas com vários reservatórios, pois essas distribuições de probabilidades são multidimensionais, em virtude das correlações temporais e espaciais presentes nas séries de vazões naturais afluentes aos reservatórios.

Uma outra forma de se tratar o problema indiretamente é através do chamado método implícito. A partir de um modelo de geração de séries temporais, são geradas diversas seqüências de afluências naturais sintéticas, que são então utilizadas como dados de entrada para solução do problema de otimização. Os resultados obtidos são analisados estatisticamente e, a partir daí, são definidas as regras de operação do sistema, os níveis de garantia para atendimento das demandas, etc.

A seguir, são apresentados os modelos mais comumente utilizados para a análise de séries temporais e geração de séries sintéticas.

### 4.2.1 Modelos para Geração de Séries Sintéticas

A principal hipótese para geração de séries sintéticas de vazão é que os eventos são gerados por um processo estocástico estacionário. Ou seja, os parâmetros estatísticos que caracterizam a população não devem variar ao longo do tempo.

Além disso, a teoria estatística desenvolvida para a análise de séries temporais assume a hipótese de que os resíduos aleatórios dessas séries sejam normalmente distribuídos. Para a normalização das séries, pode-se aplicar a transformação logarítmica ou a transformação de Box-Cox.

A literatura sobre a modelagem e o tratamento de séries temporais é muito vasta. Uma das referências mais importantes sobre o tema é devida a Box et Jenkins (1976). Nessa obra, os autores apresentam uma série de modelos estocásticos e definem os principais métodos e análises utilizadas para a seleção de modelos, estimação de parâmetros, transformações, testes de hipótese, etc.

Outra referência importante em hidrologia estocástica é de autoria de Salas (1993). Nessas duas referências, são descritos os modelos AR (auto-regressivo) e ARMA (auto-regressivo e de médias móveis), que são os mais utilizados em hidrologia e em muitas outras áreas, com algumas adaptações, dependendo do tipo da série temporal e da aplicação da modelagem. Também existem os modelos MA (médias móveis) e ARIMA (auto-regressivo e de médias móveis, integrado).

O modelo AR de ordem  $p$ , que normalmente é designado por AR( $p$ ), é apresentado em Salas (1993) como segue:

$$y_t = \mu + \sum_{j=1}^p \phi_j (y_{t-j} - \mu) + \varepsilon_t \quad (32)$$

onde

$y_t$  = variável aleatória modelada, ou seja, a série temporal em estudo;

$p$  = “lag” ou ordem do modelo, indica o grau de autocorrelação temporal;

$\varepsilon_t$  = ruído sem correlação - variável aleatória normalmente distribuída com média zero e desvio padrão  $\sigma_\varepsilon$ .

Uma vez que  $\varepsilon_t$  é normalmente distribuído,  $y_t$  também o é. Os parâmetros do modelo são  $\mu, \phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p$  e  $\sigma_\varepsilon$ . O parâmetro  $\mu$  pode ser estimado pela média da série  $y_t$  e os demais parâmetros do modelo são estimados pelas chamadas equações de Yule-Walker. Todas essas equações são apresentadas em detalhe nas referências citadas.

Segundo Salas, os modelos AR de baixa ordem como o AR(1) são largamente utilizados para modelagem de séries de hidrológicas anuais, e até mesmo sazonais, após a retirada da sazonalidade das séries originais.

Os modelos ARMA com  $p$  parâmetros auto-regressivos e  $q$  parâmetros de médias móveis, conhecidos como ARMA( $p,q$ ), são apresentados pelo autor, conforme o seguinte equacionamento:

$$y_t = \mu + \sum_{j=1}^p \phi_j (y_{t-j} - \mu) + \varepsilon_t - \sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-j} \quad (33)$$

O último termo à direita na eq.(33) é o termo de médias móveis. Os demais termos correspondem à parcela auto-regressiva do modelo, conforme indicado na eq.(32). Os parâmetros de médias móveis são  $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_q$ . Um modelo apenas de médias móveis MA( $q$ ) apresenta apenas os termos correspondentes, ou seja, o último termo da eq.(33).

Da mesma forma como ocorre com os modelos AR de baixa ordem, os modelos ARMA também são freqüentemente utilizados para modelagem de séries hidrológicas anuais e sazonais. No caso das séries sazonais (mensais ou semanais) deve-se retirar os efeitos da sazonalidade, que é uma das formas de não estacionariedade.

As equações para estimativas dos parâmetros dos modelos ARMA são também apresentadas em Salas (1993).

Como já visto, a hipótese básica e fundamental para a aplicação de modelos estocásticos é que os processos modelados sejam estacionários. As séries hidrológicas são estacionárias caso não apresentem tendência, *shifts* (alterações bruscas nos parâmetros estatísticos) ou periodicidade. As séries de vazões médias anuais, desde que não apresentem tendência ou *shifts*, são, em geral, estacionárias. Por outro lado, as séries de vazões médias mensais, devido ao caráter sazonal do ciclo hidrológico, são periódicas e, portanto, não estacionárias por natureza.

A técnica para a remoção da sazonalidade na média e na variância das séries, conhecida como padronização, é dada por:

$$z_M = \frac{y_M - \overline{y_M}}{s_M} \quad (34)$$

onde

$M$  = indica um dado mês do ano: janeiro, fevereiro, março, etc.;

$z_M$  = variável aleatória padronizada sazonal;

$y_M$  = vazões no mês  $M$ ;

$\overline{y_M}$  = média das vazões no mês  $M$ ;

$s_M$  = desvio padrão das vazões no mês  $M$ .

Uma forma de se tratar com séries sazonais é aplicar os chamados modelos periódicos PAR e PARMA, descritos também em Salas (1993), onde são consideradas as estruturas de correlação mês a mês e não seqüencialmente, como nos modelos AR e ARMA.

Outra forma é a aplicação de modelos com base em séries anuais e posterior desagregação a nível mensal. O autor descreve, entre outros



métodos, o de Valencia et Schaake (1973), também aplicado por Barros (1984). Esse método permite a desagregação de um vetor de  $n$  séries anuais correspondentes a  $n$  locais diferentes, em séries mensais. Dessa forma, é um método adequado para a geração multivariada de vazões, ou seja, quando a vazão num determinado ponto exhibe algum nível de correlação com vazões em outros pontos de uma bacia ou de um sistema. É um modelo baseado na preservação das correlações temporais e cruzadas.

Os modelos AR e ARMA multivariados são muito similares aos utilizados para séries isoladas. Eles seguem os mesmos princípios e estão apoiados nas mesmas hipóteses de normalidade e estacionariedade. A notação escalar é substituída por vetores e matrizes, referentes a médias, variâncias e covariâncias.

A seleção de um determinado tipo de modelo para geração de séries sintéticas ou para a previsão de vazões depende das características das séries a serem modeladas. Em geral, devem ser analisadas as questões de estacionariedade e normalidade, as estruturas de autocorrelação temporal, as correlações espaciais, etc. A partir daí, são estimados os parâmetros do modelo e, então, são geradas as séries em número e extensão adequadas ao estudo.

Conforme definido em 4.1.2, o período de análise adotado neste estudo é de seis anos.

Para se definir o número de séries a serem geradas, Peng et Buras (2000) propõem que sejam gerados dois conjuntos de dados com o mesmo número de séries em cada um deles. Após o processamento do modelo de otimização considerando cada conjunto de dados, são calculadas as distribuições de probabilidades das variáveis de decisão resultantes da aplicação de cada conjunto e comparadas as suas formas. Na medida em que as formas dessas duas distribuições não são significativamente diferentes, não há benefício em se aumentar o número de séries geradas.

Salas (1993) indica um critério baseado no teorema de Kolmogorov. Nesse caso, o interesse na geração das séries sintéticas é representar com precisão a distribuição de probabilidades de alguma variável aleatória, que no caso da modelagem de reservatórios são as variáveis de decisão resultantes do modelo de otimização. Segundo esse critério,  $P(\max |\hat{F} - F| < 1,36 / \sqrt{m}) = 0,95$  indica que a diferença máxima absoluta entre as distribuições amostral ( $\hat{F}$ ) e populacional ( $F$ ) é menor que  $1,36 / \sqrt{m}$  com probabilidade igual a 95%. Para o caso de se utilizar 1000 séries sintéticas ( $m=1000$ ), o erro na estimativa da distribuição de probabilidades é menor que 0,043 com probabilidade igual a 0,95.

Conover (1980) apresenta uma formulação para o teste de Kolmogorov-Smirnov para testar se duas amostras independentes e com tamanhos  $m$  e  $n$  seguem a mesma distribuição cumulativa de probabilidades. Nesse caso, é calculada a estatística  $D = \max |F(x) - G(x)|$  e comparada com os valores críticos do teste que, para os níveis de significância de 95% e 90%, são dados por:

$$w_{95\%} = 1,36 \sqrt{\frac{(m+n)}{mn}} \quad (35)$$

$$w_{90\%} = 1,22 \sqrt{\frac{(m+n)}{mn}} \quad (36)$$

Os cálculos que envolvem a análise de séries temporais e todas as estimativas associadas são muitas vezes complexos e de difícil execução. Atualmente, dispõe-se de diversos pacotes computacionais que são ferramentais fundamentais e imprescindíveis para se aplicar a modelagem estocástica. Entre esses programas pode-se mencionar o SAMS (Stochastic Analysis, Modeling and Simulation) de Salas et al. (2000), desenvolvido pela Colorado State University em conjunto com o Bureau of Reclamation dos EUA, o LAST (LANE et FREVERT, 1990) também desenvolvido pelo Bureau of Reclamation e o GESS, desenvolvido pela Kelman Consultoria (2001a).

Para realização deste estudo foi utilizado o pacote GESS (Gerador Estocástico de Séries Sintéticas), cuja licença é de propriedade do Laboratório de Sistemas de Suporte à Decisão da Escola Politécnica da USP, com anuência da Kelman Consultoria. Na seqüência, apresenta-se um resumo da metodologia utilizada por esse *software*, naquilo em que atende à geração de séries sintéticas para utilização neste estudo.

#### 4.2.2 Metodologia do *Software* GESS

Os modelos estocásticos foram desenvolvidos com base na preservação das características estatísticas das séries históricas, assumindo que o valor atual de uma dada variável é a soma de um termo determinístico, que depende dos valores verificados no passado, e de uma variável aleatória  $a_t$ , independente do tempo, conhecida como ruído. Esses modelos procuram preservar tanto médias como variâncias, bem como correlações, tanto temporais como espaciais.

Uma questão importante, quando a geração de séries de vazões visa estudos de modelagem de reservatórios com regularização plurianual, é a preservação da variância e dos coeficientes de autocorrelação anuais. Segundo os autores do GESS, Maceira (1989 apud Kelman Consultoria, 2001b) demonstrou que séries geradas por modelos auto-regressivos periódicos (PAR) atendem essa exigência.

O GESS produz séries sintéticas com base no modelo tipo PAR, com periodicidade semanal ou mensal. Para este estudo foi utilizado o intervalo temporal mensal, pois é o passo de cálculo do modelo de otimização e o intervalo temporal das séries históricas.

A questão da não normalidade das séries não é tratada no GESS por meio das transformações clássicas (logarítmica ou Box-Cox), pois o uso de tais transformações resulta em funções não lineares entre a vazão atual e as vazões passadas. A linearidade dessas funções é uma hipótese básica para

a utilização do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) que foi desenvolvido pelos mesmos autores, e que é uma técnica que visa atenuar os problemas de dimensionalidade da PD.

Segundo os autores do GESS, o uso das transformações (log e Box-Cox) evita a geração de vazões negativas, contudo a geração de valores não negativos pode ser garantida fazendo-se com que o limite inferior da distribuição de probabilidades de  $a_t$ , para cada  $t$ , seja dependente das condições passadas.

Assumindo-se que  $a_t$  tem um limite inferior, o GESS adota para  $a_t$  uma distribuição Log-Normal de três parâmetros com média zero, variância  $\sigma_a^2$  e limite inferior  $\Psi_t$ .

Para selecionar a ordem  $p$  dos modelos PAR (é adotado um modelo para cada mês do ano, no caso de geração mensal), o GESS adota o seguinte critério:

- a) Admite  $p$  entre 1 a 6, ou seja, a ordem máxima do modelo é 6.
- b) Estima as variâncias residuais  $\varphi(1), \varphi(2), \dots, \varphi(6)$ .
- c) Aceita  $p=6$  caso a diminuição da variância residual, quando se passa de  $p=5$  para  $p=6$ , seja significativa. Ou mais especificamente, adota  $p=6$  quando  $\varphi(6)/\varphi(5) < 0,975$ , caso contrário, o teste continua entre  $p=5$  e  $p=4$ , e assim sucessivamente.

Para estimativa dos parâmetros amostrais, médias e variâncias, o GESS adota o método dos momentos.

Com relação à estimativa dos parâmetros dos modelos PAR, é utilizado o Método dos Mínimos Quadrados Ordinários referenciado pelos autores do GESS através da publicação devida a Johnston (1963 apud Kelman Consultoria, 2001b).

O GESS executa automaticamente uma série de testes para o usuário avaliar a validade das diversas hipóteses assumidas ao longo do processo de modelagem estocástica. Esses testes, descritos em detalhe no Manual do *software*, são os seguintes:

- Teste de Anderson e Teste de Porte-Manteau: para verificação da independência dos resíduos transformados da série integral.
- Teste de Ljung-Box: para verificação da independência dos resíduos transformados das séries sazonais.
- Teste de correlação de Filliben: para verificação da normalidade dos resíduos transformados.
- Teste de Mann-Kendall e Teste de Smirnov: para verificação da homogeneidade da série histórica.
- Teste de Grubbs e Beck: para verificação de *outliers* na série histórica.

Para tratamento da geração multivariada, o *software* busca preservar a matriz de correlação contemporânea das vazões anuais entre os diversos locais considerados para geração estocástica.

Segundo os autores, ....*apenas se observa um relacionamento contemporâneo, ou seja, os gráficos da correlações cruzadas indicam valores significativos apenas para lag 0.*

A modelagem espacial é feita da seguinte forma:

$$V_t = A.W_t \tag{37}$$

onde

$V_t = [V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(k)]$  é o conjunto de ruídos serialmente independentes, onde os índices  $1, 2, \dots, k$  correspondem aos locais do sistema onde serão geradas as séries sintéticas.

$W_i$  é um vetor com  $k$  componentes, distribuídos normalmente e independentes entre si.

Pode-se demonstrar que a matriz  $A$  deve satisfazer a seguinte condição:

$$A.A^t = Cov(V_i) \quad (38)$$

onde

$Cov(V_i)$  é a matriz de covariância de  $V_i$ , que é estimada a partir das observações simultâneas de  $V_i(1), V_i(2), \dots, V_i(k)$ .

O manual do *software* apresenta em detalhe o processo de cálculo para solução do problema em questão.

## **5 ESTUDO DE CASO**

Conforme indicado no capítulo 2, a metodologia proposta foi aplicada ao sistema de reservatórios do rio São Francisco. Esse sistema foi implantado fundamentalmente para geração de energia elétrica visando o abastecimento da região Nordeste. Contudo, ao longo das últimas décadas, as demandas de água para irrigação vêm aumentando significativamente. Caso as projeções de demanda de irrigação para o futuro se concretizem, haverá uma intensificação no conflito entre esses usos da água na bacia.

Além desse dois usos, as águas do São Francisco são utilizadas para navegação, abastecimento público, diluição de esgotos, recreação e conservação ambiental. Os reservatórios da bacia são também usados para promover o controle de cheias e evitar prejuízos às cidades ribeirinhas.

### **5.1 O Sistema São Francisco**

#### **5.1.1 Características Gerais**

A bacia do rio São Francisco, com cerca de 640.000 km<sup>2</sup>, conta com seis reservatórios no seu curso principal, dos quais dois são de grande capacidade de acumulação, a saber: Três Marias e Sobradinho. Esses dois reservatórios permitem regularização plurianual de vazões, isto é, possuem ciclos de enchimento e esvaziamento superiores a um ano. O reservatório de Itaparica, situado a jusante de Sobradinho, apresenta capacidade de regularização anual, os demais possuem pequena capacidade de acumulação de água. A jusante de Itaparica, estão localizadas as usinas do complexo Moxotó-Paulo Afonso e a UHE Xingó.

Esses aproveitamentos foram construídos com a finalidade principal de produção de energia elétrica, mas, devido à sua importância estratégica na

regularização do rio, podem considerar outros usos para a água nos seus procedimentos operativos, tais como, irrigação, navegação e controle de cheias. As principais características desses reservatórios/usinas são mostradas na **Tabela 5.1**.

**Tabela 5.1 – Reservatórios/Usinas no Rio São Francisco**

APROVEITAMENTO	EMPRESA OPERADORA	DIST. ATÉ A FOZ (Km)	ÁREA DE DRENAGEM (Km <sup>2</sup> )	VOLUME ÚTIL (Hm <sup>3</sup> )	NÍVEL D'ÁGUA MÁX. NORMAL (m)	NÍVEL D'ÁGUA MÍN. NORMAL (m)	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
TRÊS MARIAS	CEMIG	2220	50560	15278	572,50	549,20	396
SOBRADINHO	CHESF	800	498425	28669	392,45	380,50	1050
ITAPARICA	CHESF	310	587000	3548	304,00	299,00	1500
MOXOTÓ	CHESF	270	599200	-	251,50	251,50	400
P.AFONSO1,2 e 3	CHESF	270	599200	-	251,50	251,50	1423
P.AFONSO4	CHESF	270	599200	-	251,50	251,50	2460
XINGÓ	CHESF	210	608700	-	138,00	138,00	3000

Fonte: Lopes et al. (2002) e SIPOT versão 4.0

Na **Figura 5.1** é mostrado um mapa da bacia do rio São Francisco, onde são destacadas as várias denominações dos seus diversos trechos.

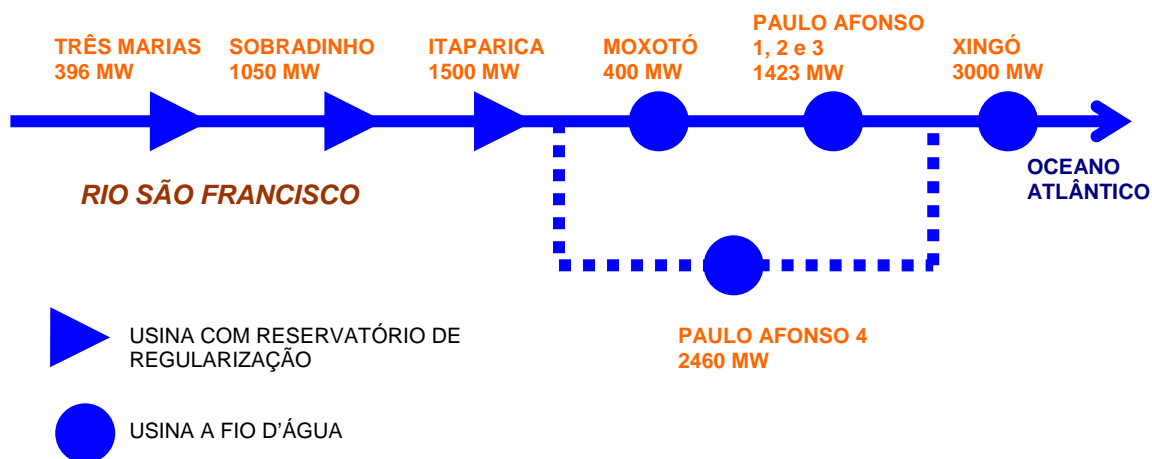


Fonte: Comitê da Bacia do São Francisco ([www.cbhsaofrancisco.org.br](http://www.cbhsaofrancisco.org.br))

**Figura 5.1 – Bacia do Rio São Francisco**



A **Figura 5.2** apresenta o esquema topológico com os reservatórios/usinas desse sistema.



**Figura 5.2 – Esquema Topológico do São Francisco**

As usinas do São Francisco pertencem ao subsistema nordeste, exceto Três Marias, que pertence ao subsistema sudeste.

### 5.1.2 Dados Básicos

Os dados cadastrais e hidrometeorológicos dos reservatórios/usinas foram coletados junto às fontes do setor elétrico, como o sítio do ONS ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)), o SIPOT (Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – versão 4.0) da Eletrobrás. Na publicação devida a Lopes et al. (2002), cujo resumo executivo está disponível em [www.ana.gov.br/gefsf/4ProgGerenc/4-4.asp](http://www.ana.gov.br/gefsf/4ProgGerenc/4-4.asp), também é possível encontrar os dados cadastrais das usinas do São Francisco e as relações entre queda e turbinamento máximo para cada uma delas. Esses dados são reproduzidos nas três tabelas a seguir. Nos casos das curvas cota-volume, cota-vazão (curva chave do canal de fuga) e cota-área, o setor elétrico utiliza polinômios de quarto grau que seguem a seguinte formatação:  $Y = C0 + C1.X + C2.X^2 +$

$C3.X^3 + C4.X^4$ . Portanto, nas tabelas referentes a essas curvas são indicados tais coeficientes.

**Tabela 5.2 – Dados Físicos das Usinas**

USINA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	ÍNDICE DE DISPONIBILIDADE	RENDIMENTOS*	VOLUME MÁXIMO (hm <sup>3</sup> )	VOLUME MÍNIMO (hm <sup>3</sup> )
Três Marias	396	0,894	0,851	19528	4250
Sobradinho	1050	0,894	0,840	34116	5447
Itaparica	1500	0,849	0,850	10782	7234
P.Afonso - Moxotó	4285	0,860	0,830	1373	1373
Xingó	3000	0,860	0,890	3800	3800

(\*) Produto dos rendimentos da turbina, do gerador e hidráulico.

Fonte: Lopes et al. (2002)

**Tabela 5.3 – Evaporação Líquida Mensal (mm)**

Meses	Três Marias	Sobradinho	Itaparica	Paulo Afonso Moxotó	Xingó
Jan	2	118	140	140	140
Fev	0	106	109	109	109
Mar	22	81	81	81	81
Abr	40	132	105	105	105
Maio	51	153	109	109	109
Jun	55	142	101	101	101
Jul	50	158	123	123	123
Ago	42	181	158	158	158
Set	57	197	180	180	180
Out	48	189	195	195	195
Nov	23	114	158	158	158
Dez	29	98	152	152	152

Fonte: Lopes et al. (2002)

Tabela 5.4 – Polinômios Característicos das Usinas

USINA	Polinômio cota-volume				
	C0	C1	C2	C3	C4
Três Marias	5,30E+02	6,08E-03	-4,84E-07	2,20E-11	-3,85E-16
Sobradinho	3,74E+02	1,40E-03	-5,35E-08	1,16E-12	-9,55E-18
Itaparica	2,76E+02	6,76E-03	-8,87E-07	7,07E-11	-2,24E-15
P.Afonso-Moxotó	2,52E+02				
Xingó	1,38E+02				
USINA	Polinômio turbinamento máximo-queda				
	C0	C1	C2	C3	C4
Três Marias	3,74E+02	9,12E+00			
Sobradinho	1,73E+03	7,81E+01			
Itaparica	1,46E+03	2,98E+01			
P.Afonso-Moxotó	1,96E+03	1,80E+01			
Xingó	1,28E+03	1,11E+01			
USINA	Polinômio cota de jusante-vazao defluente				
	C0	C1	C2	C3	C4
Três Marias	5,15E+02	1,61E-03	-2,55E-07	2,89E-11	-1,18E-15
Sobradinho	3,60E+02	1,96E-03	-2,97E-07	2,51E-11	-7,70E-16
Itaparica	2,52E+02				
P.Afonso-Moxotó	1,29E+02	2,08E-03	-5,27E-08	6,66E-13	2,23E-17
Xingó	1,95E+01				
USINA	Polinômio área-cota				
	C0	C1	C2	C3	C4
Três Marias	1,21E+07	-8,93E+04	2,48E+02	-3,06E-01	1,42E-04
Sobradinho	-5,04E+05	4,91E+03	-8,97E+00	-1,89E-02	4,65E-05
Itaparica	-2,00E+05	1,82E+03	-4,44E+00	-1,92E-03	1,29E-05
P.Afonso-Moxotó	2,13E+02				
Xingó	6,00E+01				

Obs.: cotas em metros, volumes em milhões de m<sup>3</sup>, áreas em Km<sup>2</sup> e vazões em m<sup>3</sup>/s.

Fonte: Lopes et al. (2002)

Quanto às vazões naturais médias mensais nos aproveitamentos, foram utilizadas as séries referentes ao período janeiro de 1931 a dezembro de 2001 utilizadas pelo ONS, disponíveis em [www.ons.org.br/ons/planejamento/index.htm](http://www.ons.org.br/ons/planejamento/index.htm), que são reproduzidas no Anexo A.

### 5.1.3 Restrições Operativas

Segundo documentos do ONS (2002a), as principais restrições operativas para esses reservatórios são mostradas na **Tabela 5.5**.

**Tabela 5.5-** Restrições Operativas no Sistema São Francisco

Aproveitamento	Vazão Mínima (m <sup>3</sup> /s)	Taxa de variação da defluência (m <sup>3</sup> /s/dia)	Nível d'Água Montante (m)	Vazão Máxima a Jusante (m <sup>3</sup> /s)
TRÊS MARIAS	500	500 a 700	-	2500
SOBRADINHO	1300	1000	-	8000
ITAPARICA	1300	-	-	-
MOXOTÓ	-	-	-	-
P.AFONSO1/3	-	-	-	-
P.AFONSO4	-	-	-	-
XINGÓ	1300	-	-	8000

Fonte: ONS (2002a)

As restrições de vazão mínima são necessárias para garantir calado para as embarcações que trafegam no rio. As de vazão máxima foram fixadas para conter inundações nas cidades ribeirinhas.

Para evitar a não superação dessas vazões máximas, o ONS estabelece volumes de espera em Três Marias e Sobradinho de forma a garantir o controle de cheias na bacia (ONS, 2002b). O período de retorno associado aos volumes de espera em Três Marias é de 20 anos e o de Sobradinho, de 10 anos. Em Itaparica, é necessário rebaixar o nível d'água máximo normal do lago durante os meses de cheias para evitar inundações na cidade de Belém do São Francisco, que se situa na extremidade de montante do reservatório. Os volumes de espera para esses reservatórios são reproduzidos na **Tabela 5.6**.

**Tabela 5.6 – Volumes de Espera no Rio São Francisco – Ciclo 2002/2003**

PERÍODO			TRÊS MARIAS		SOBRADINHO		ITAPARICA	
			Tr = 20 anos		Tr = 10 anos		Cota (m)	%VU
			Cota (m)	%VU	Cota (m)	%VU		
26/10/02	a	01/11/02	569,61	81,80	392,48	99,69	303,80	95,52
02/11/02	a	08/11/02	568,19	73,88	391,68	88,52	303,57	90,36
09/11/02	a	15/12/02	567,49	70,02	391,10	81,06	303,33	85,06
16/11/02	a	22/11/02	567,83	71,92	390,91	78,64	303,11	79,82
23/11/02	a	29/11/02	568,39	75,00	390,82	77,61	302,87	74,86
30/11/02	a	06/12/02	568,47	75,45	390,82	77,61	302,65	70,12
07/12/02	a	13/12/02	568,47	75,45	390,82	77,61	302,43	65,33
14/12/02	a	20/12/02	568,47	75,45	390,82	77,61	302,20	60,60
21/12/02	a	27/12/02	568,50	75,59	390,82	77,64	302,00	56,51
28/12/02	a	03/01/03	568,61	76,20	390,85	77,95	302,00	56,51
04/01/03	a	10/01/03	568,61	76,20	390,87	78,20	302,00	56,51
11/01/03	a	17/01/03	568,61	76,20	390,88	78,31	302,00	56,51
18/01/03	a	24/01/03	568,61	76,20	390,89	78,43	302,00	56,51
25/01/03	a	30/01/03	568,87	77,69	390,91	78,72	302,00	56,51
01/02/03	a	07/02/03	569,34	80,29	390,97	79,33	302,00	56,51
08/02/03	a	14/02/03	569,80	82,90	391,11	81,17	302,00	56,51
15/02/03	a	21/02/03	570,25	85,50	391,28	83,25	302,00	56,51
22/02/03	a	28/02/03	570,65	87,96	391,61	87,60	302,00	56,51
01/03/03	a	07/03/03	570,95	89,79	391,85	90,93	302,00	56,51
08/03/03	a	14/03/03	571,15	91,10	391,85	90,76	302,00	56,51
15/03/03	a	21/03/03	571,36	92,41	392,13	94,73	302,00	56,51
22/03/03	a	28/03/03	571,75	94,89	392,18	95,36	302,00	56,51
29/03/03	a	04/04/03	571,89	95,81	392,18	95,36	302,52	67,38
05/04/03	a	11/04/03	571,98	96,40	392,23	96,09	303,02	78,26
12/04/03	a	18/04/03	572,25	98,23	392,34	97,73	303,52	89,13
19/04/03	a	25/04/03	572,37	99,08	392,40	98,54	304,00	100,00
26/04/03	a	02/05/03	572,50	100,00	392,45	99,34	304,00	100,00

Fonte: ONS (2002b)

#### 5.1.4 Demandas para Irrigação

Com relação às demandas para irrigação, a Agência Nacional das Águas (ANA), em atendimento às solicitações do setor elétrico quanto aos valores de demandas atuais e futuras para irrigação na bacia do rio São Francisco, emitiu a Resolução 145 de 22 de julho de 2002 (ANA, 2002), cujos principais dados são mostrados na **Tabela 5.7** e na **Tabela 5.8**.

**Tabela 5.7 - Estimativas para Área Irrigada na Bacia do Rio São Francisco (ha)**

Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Montante de Sobradinho	162.407	166.305	170.203	174.101	177.999	181.897	185.795	189.693	193.591
Entre Sobradinho e Itaparica	149.619	153.210	156.801	160.392	163.983	167.575	171.166	174.757	178.348
Entre Itaparica e Xingó	6.885	7.050	7.216	7.381	7.546	7.711	7.877	8.042	8.207
Jusante de Xingó	14.399	14.745	15.090	15.436	15.781	16.127	16.473	16.818	17.164
TOTAL	333.310	341.310	349.310	357.310	365.310	373.310	381.310	389.310	397.310

Fonte: ANA (2002)

**Tabela 5.8 - Estimativa da Vazão Média Anual Retirada para Irrigação na Bacia do Rio São Francisco (m<sup>3</sup>/s)**

Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Montante de Sobradinho	94,2	96,5	98,7	101,0	103,2	105,5	107,8	110,0	112,3
Entre Sobradinho e Itaparica	86,8	88,9	90,9	93,0	95,1	97,2	99,3	101,4	103,4
Entre Itaparica e Xingó	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
Jusante de Xingó	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,4	9,6	9,8	10,0
TOTAL	193,3	198,0	202,6	207,2	211,9	216,5	221,2	225,8	230,4

Fonte: ANA (2002)

Com base no fator de sazonalidade médio para as demandas na bacia do rio São Francisco, avaliados pela ANA conforme Lopes et al. (2002), mostrados na **Tabela 5.9**, podem ser estimadas as vazões médias mensais retiradas para a irrigação. Não foram admitidas taxas de retorno da água da irrigação, dado que se trata de região semi-árida.

**Tabela 5.9 - Fator de Sazonalidade Médio para as Demandas na Bacia do Rio São Francisco**

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1,144	0,877	0,839	0,815	0,912	0,839	0,884	1,001	1,113	1,286	1,189	1,101

Fonte: Lopes et al. (2002)

## 5.2 Desenvolvimento do Modelo SFPLUS

Com base nos equacionamentos dos problemas de otimização da operação de reservatórios tratados no capítulo 4, foi criado o modelo **SFPLUS** para resolver os problemas de otimização para o sistema da bacia do rio São Francisco. Esse modelo foi criado para dar o suporte necessário para o estudo de caso em análise. Contudo, a sua metodologia é genérica e pode ser empregada para modelagem de qualquer sistema de reservatórios. Para que a aplicação do modelo **SFPLUS** a outros sistemas seja amigável, será necessário desenvolver estruturas genéricas de entrada de dados e saída de resultados e introduzir no programa uma rotina que permita a análise de sistemas com topologias diversas.

O modelo **SFPLUS** foi elaborado com base na linguagem estruturada para solução de problemas de programação matemática GAMS (BROOKE et al., 1998), cujos princípios são mostrados em 5.3. Esse tipo de linguagem facilita a formulação de problemas de otimização baseados em programação matemática (linear, não-linear, inteira e mista) para serem resolvidos por determinados pacotes de otimização, como o MINOS, o CPLEX, o CONOPT e outros.

O pacote utilizado foi o MINOS que permite a solução de problemas de programação linear e não-linear, conforme relatado em 5.4. Esse *software* tem sido aplicado para solução de problemas semelhantes, como visto no capítulo 3.

A utilização do GAMS e do MINOS neste trabalho foi possível através da parceria de pesquisa entre o Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária da EPUSP e a Faculdade de Engenharia Civil da UNICAMP (projeto CT-HIDRO: Modelo de Adução de Água 2003/2004).

Os usos enfocados no estudo de caso foram a geração de energia elétrica e a irrigação, pois são os principais usos conflitantes na bacia do São Francisco.

As demandas para irrigação na bacia foram representadas por valores selecionados da **Tabela 5.8**, distribuídos mensalmente com base nos fatores de sazonalidade indicados na **Tabela 5.9**. O cenário básico da irrigação foi o correspondente às vazões previstas para o ano 2007. Os demais cenários foram definidos a partir de múltiplos desse valor, a saber: 0; 0,5; 1,0; 1,5 e 2,0.

Quanto à geração de energia, foram feitas análises da produção energética resultante da modelagem. Foi considerada como variável de análise a média de seis anos da energia total do sistema correspondente a cada seqüência temporal otimizada.

O problema de otimização também levou em conta as demais restrições operacionais para cada reservatório/usina descritas em 5.1.3.

Para facilitar o equacionamento do problema, as curvas cota-volume e cota-área, cujos parâmetros são mostrados na **Tabela 5.4**, foram combinadas de forma a se obter curvas área-volume.

De acordo com o exposto em 4.1.2, o intervalo de tempo de cálculo adotado é mensal e o horizonte do período de análise é igual a 6 anos (72 meses).

O modelo foi desenvolvido em dois módulos. O primeiro módulo trata o problema segundo o método das restrições. Nesse caso, a função-objetivo busca maximizar a energia média gerada pelo sistema ao longo do período de análise. O segundo módulo enfoca o problema de acordo com o método



das ponderações. Nesse equacionamento se inclui uma função-objetivo que busca maximizar uma ponderação entre a energia média gerada pelo sistema e a vazão média total extraída do sistema para irrigação. Os equacionamentos desses dois módulos são apresentados na seqüência. A notação matemática adotada é similar à empregada no programa desenvolvido com a linguagem GAMS.

- Formulação do Modelo SFPLUS – Método das Restrições

Função-objetivo:

$$\text{Maximizar } \underline{em} \text{ (maximizar a energia média do sistema)} \quad (39)$$

Equações auxiliares:

$$\text{incr}(t,u) = \text{afl}(t,u) - \text{afl}(t,u-1) \quad (40)$$

$$\text{qdf}(l(tt,u) = \text{qtur}(tt,u) + \text{qver}(tt,u) \quad (41)$$

$$\text{qmon}(tt,u) = \text{qdf}(l(tt,u-1) \quad (42)$$

$$\begin{aligned} \text{named}(tt,u) = [ & a0(u) + a1(u)*\text{vfim}(tt,u) + a2(u)*\text{vfim}(tt,u)^2 + \\ & a3(u)*\text{vfim}(tt,u)^3 + a4(u)*\text{vfim}(tt,u)^4 \text{ a0}(u) + a1(u)*\text{vfim}(tt-1,u) + \\ & a2(u)*\text{vfim}(tt-1,u)^2 + a3(u)*\text{vfim}(tt-1,u)^3 + a4(u)*\text{vfim}(tt-1,u)^4]/2 \end{aligned} \quad (43)$$

$$\text{amed}(tt,u) = [s0(u) + s1(u)*\text{vfim}(tt,u) + s0(u) + s1(u)*\text{vfim}(tt-1,u)]/2 \quad (44)$$

$$\begin{aligned} \text{naj}(t,u) = b0(u) + b1(u)*\text{qdf}(l(t,u) + b2(u)*\text{qdf}(l(t,u))^2 + b3(u)*\text{qdf}(l(t,u))^3 \\ + b4(u)*\text{qdf}(l(t,u))^4 \end{aligned} \quad (45)$$

$$\text{h}(t,u) = \text{named}(t,u) - \text{naj}(t,u) \quad (46)$$

$$\text{ener}(t,u) = \text{qtur}(t,u) * \text{h}(t,u) * k(u) \quad (47)$$

$$\text{enertot}(t) = \sum_u \text{ener}(t,u) \quad (48)$$

$$\text{em} = [\sum_t \text{enertot}(t)]/72 \quad (49)$$

Restrições:

$$v_{fim}(tt,u) = v_{fim}(tt-1,u) + \{[incr(tt,u) + q_{mon}(tt,u) - q_{tur}(tt,u) - q_{ver}(tt,u) - q_{uso}(tt,u)] * dt(tt)\} / 1000000 - [a_{med}(tt,u) * evapo(tt,u)] / 1000 \quad (50)$$

$$ener(t,u) \leq pi(u) * fr(u) \quad (51)$$

$$ener(t,u) \leq \{h(t,u) * [c_0(u) + c_1(u) * h(t,u)] * k(u)\} * fr(u) \quad (52)$$

$$v_{fim}(t,u) \leq v_{maxesp}(t,u) \quad (53)$$

$$v_{fim}(t,u) \geq v_{min}(u) \quad (54)$$

$$q_{df}(t,u)l \geq q_{min}(u) \quad (55)$$

Condições de contorno:

$$se \ tt = 0 \rightarrow v_{fim}(tt,u) = v_0(u); \ evapo(tt,u) = 0; \ q_{uso}(tt,u) = 0 \quad (56)$$

$$se \ tt = 72 \rightarrow v_{fim}(tt,u) = v_0(u) \quad (57)$$

$$se \ u = tma \rightarrow q_{mon}(tt,u) = 0; \ incr(t,u) = afl(t,u) \quad (58)$$

onde

$u$  = índice de usina: tma (Três Marias), sob (Sobradinho), itp (Itaparica), pam (Paulo Afonso-Moxotó), xin (Xingó);

$t$  = índice de tempo: 1,2,.....,72;

$tt$  = índice auxiliar de tempo: 0,1,.....72;

$em$  = energia média do sistema ao longo do período de análise;

$afl(t,u)^*$  = vazão natural afluyente ao reservatório  $u$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$incr(t,u)$  = vazão incremental natural ao reservatório  $u$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$qtur(tt,u)$  = vazão turbinada pela usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$ ;

$qver(tt,u)$  = vazão vertida pela usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$ ;

$qdfll(tt,u)$  = vazão defluente total da usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$ ;

$qmon(tt,u)$  = vazão defluente da usina imediatamente a montante da usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$ ;

$quso(tt,u)^*$  = vazão do uso consuntivo (irrigação) extraída do reservatório da usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$ ;

$vfim(tt,u)$  = volume do reservatório da usina  $u$  no final do intervalo de tempo  $tt$ ;

$named(tt,u)$  = nível d'água médio do reservatório da usina  $u$  ao longo do intervalo de tempo  $tt$ ;

$amed(tt,u)$  = área média do reservatório da usina  $u$  ao longo do intervalo de tempo  $tt$ ;

$naj(t,u)$  = nível d'água no canal de fuga da usina  $u$  ao longo do intervalo de tempo  $t$ ;

$a0(u)^* \dots a4(u)^*$  = parâmetros da curva cota-volume da usina  $u$ ;

$s0(u)^*, s1(u)^*$  = parâmetros da curva área-volume da usina  $u$ ;

$b0(u)^* \dots b4(u)^*$  = parâmetros da curva-chave do canal de fuga da usina  $u$ ;

$h(t,u)$  = queda bruta da usina  $u$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$k(u)^* = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta_g \cdot \eta_t \cdot \eta_h$ : produtividade específica da usina  $u$ ;

$ener(t,u)$  = energia gerada pela usina  $u$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$enertot(t)$  = energia total gerada pelo sistema no intervalo de tempo  $t$ ;

$evapo(tt,u)^*$  = evaporação líquida do reservatório da usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$ ;

$dt(tt)^*$  = número de segundos do intervalo de tempo  $tt$ ;

$pi(u)^*$  = potência instalada da usina  $u$ ;

$fr(u)^*$  = fator de reserva ou índice de disponibilidade de máquinas da usina  $u$ ;

$c0(u)^*$ ,  $c1(u)^*$  = parâmetros da equação da vazão turbinada máxima em função da queda da usina  $u$ ;

$vmaxesp(t,u)^*$  = volume máximo do reservatório da usina  $u$  no final do intervalo de tempo  $t$ , considerando volumes de espera;

$vmin(u)^*$  = volume mínimo do reservatório da usina  $u$ ;

$v0(u)^*$  = volume de inicial do reservatório da usina  $u$ .

Observações: volumes em milhões de  $m^3$ , vazões em  $m^3/s$ , áreas em  $Km^2$ , evaporação em mm, níveis d'água em metros, queda em metros, energia em MW-médios, potência em MW. As grandezas assinaladas com (\*) são dados de entrada do modelo.

- Formulação do Modelo **SFPLUS** – Método das Ponderações

Função-objetivo:

Maximizar  $\alpha.em + \beta.um$  (max. a ponderação entre energia e irrigação) (59)

Equações auxiliares:

$qirtot(tt) = \sum_u qir(tt,u)$  (60)

$um = [\sum_{tt} qirtot(tt)]/72$  (61)

Restrições:

$$v_{fim}(tt,u) = v_{fim}(tt-1,u) + \{[incr(tt,u) + q_{mon}(tt,u) - q_{tur}(tt,u) - q_{ver}(tt,u) - q_{ir}(tt,u)] * dt(tt)\} / 1000000 - [amed(tt,u) * evapo(tt,u)] / 1000 \quad (62)$$

$$0 \leq q_{ir}(tt,u) \leq q_{uso}(tt,u) \quad (63)$$

onde

$\alpha$  = parâmetro de ponderação da energia;

$\beta$  = parâmetro de ponderação da irrigação;

$q_{ir}(tt,u)$  = vazão extraída para irrigação do reservatório da usina  $u$  no intervalo de tempo  $tt$ ;

$q_{irtot}(tt)$  = vazão total extraída do sistema para irrigação no intervalo de tempo  $tt$ ;

$um$  = vazão média extraída do sistema para irrigação ao longo do período de análise.

As demais equações, restrições e condições de contorno são as mesmas do equacionamento segundo o método das restrições.

Os programas formulados com a linguagem GAMS referentes a esses dois módulos são apresentados no **Anexo B**.

A seguir apresentam-se os resumos com as principais características do GAMS e do MINOS.

### 5.3 A Ferramenta GAMS

Nas últimas décadas houve um grande avanço no desenvolvimento de programas e pacotes computacionais voltados para a solução de problemas de otimização, como o MINOS, o LINDO, o CPLEX, o CONOPT, etc. Esses

pacotes foram criados com base no desenvolvimento de diversos algoritmos e técnicas para a solução de problemas de programação linear e não-linear e programação inteira e mista. Com o advento das linguagens de modelação, como o GAMS (BROOKE et al.,1998) e o AMPL (FOURER et al.,2003), os processos de formulação dos problemas e de processamento desses pacotes computacionais tornaram-se extremamente facilitados. Além disso, o desenvolvimento vertiginoso dos computadores propiciou a solução de problemas cada vez maiores com tempos de processamento cada vez mais reduzidos.

Normalmente, a interação dos usuários com um determinado pacote de otimização pode ser feita através de arquivos de entrada de dados, listas de argumentos de sub-rotinas, sub-rotinas escritas pelo usuário, planilhas eletrônicas, arquivos texto no formato padrão MPS, ou arquivos texto que descrevem o problema num dado formato específico. Essas formas de interação, via de regra, são trabalhosas, herméticas e pouco flexíveis, o que se reflete no tempo e no esforço gastos para formulação do problema e sua solução. Uma análise interessante sobre esses aspectos é apresentada por Wright (1999).

Há cerca de dez anos, foram criadas as linguagens voltadas para a programação matemática e a formulação de problemas de otimização. Essa é uma forma muito prática e direta de se criar interfaces entre o usuário e o pacote de otimização, na medida em que permite definir o modelo e a entrada de dados de uma maneira muito intuitiva e seguindo basicamente a notação matemática utilizada na descrição desses problemas.

Uma dessas linguagens é o GAMS (General Algebraic Modeling System), cujas informações podem ser obtidas em [www.gams.com](http://www.gams.com) e o material bibliográfico está referenciado em Brooke et al. (1998). O GAMS foi especificamente idealizado para modelagem de problemas de programação linear, não-linear e programação inteira e mista. A ferramenta é útil na solução de problemas complexos e de grande porte, e pode ser utilizada em microcomputadores, estações de trabalho e computadores de grande porte.

A linguagem foi desenvolvida com o propósito de atender aos seguintes requisitos:

- Produzir uma linguagem de alto nível voltada para a representação compacta e adequada de modelos complexos e de grande porte.
- Permitir que as mudanças no modelo sejam feitas de forma simples e segura.
- Não permitir declarações ambíguas das relações algébricas.
- Permitir que o processo de elaboração de modelos possa ser independente dos pacotes de otimização a serem utilizados.

O desenvolvimento do GAMS incorporou as idéias derivadas da teoria de banco de dados relacionais e da programação matemática, com o objetivo de mesclar essas idéias de forma a atender as necessidades estratégicas dos modeladores. A teoria sobre banco de dados forneceu o arcabouço necessário para desenvolvimento das estruturas de organização, armazenamento e transformação dos dados em geral. A programação matemática deu o suporte necessário aos processos de formulação e descrição do problema e contribuiu com uma variedade de métodos para sua solução. Os seguintes princípios foram utilizados na elaboração da linguagem:

- Possíveis alterações nos algoritmos dos pacotes de otimização não devem exigir alterações em modelos existentes elaborados com o GAMS.
- O problema de otimização deve poder ser equacionado independentemente dos dados utilizados. Esta separação entre lógica e dados permite que o problema possa aumentar de tamanho sem aumentar a complexidade de sua representação.

- O uso da modelagem relacional de dados faz com que os recursos computacionais sejam alocados de forma automática. Isto resulta que o usuário não precisa se preocupar com detalhes sobre armazenamento de dados, como tamanho de matrizes e vetores, etc.

Por essas razões, o GAMS facilita e agiliza a elaboração e manipulação de modelos de otimização. Os modelos podem ser escritos e alterados facilmente. Os dados podem ser armazenados em arquivos texto e/ou em estruturas de bancos de dados ou planilhas eletrônicas. Os resultados podem ser visualizados e/ou exportados para editores de texto ou planilhas. Além disso, de acordo com as características de cada problema, podem ser utilizados diversos pacotes de otimização para solução de um mesmo modelo.

#### 5.4 Metodologia para Solução de PNL: MINOS

O modelo **SFPLUS**, desenvolvido neste estudo, utiliza o pacote computacional MINOS (MURTAGH et SAUNDERS, 1995) para resolver os problemas de otimização propostos. Esse programa, escrito em FORTRAN, é destinado a resolver problemas de otimização de grande escala. O *software* foi desenvolvido pelo Laboratório de Otimização de Sistemas da Universidade de Stanford, Califórnia, e permite a solução de problemas de programação linear e não-linear segundo a seguinte formulação básica:

$$\text{Minimizar}_{x,y}: F(x) + c^T x + d^T y \quad (64)$$

Sujeito a:

$$f(x) + A_1 y = b_1 \quad (65)$$

$$A_2 x + A_3 y = b_2 \quad (66)$$

$$l \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \quad (67)$$



onde os vetores  $c$ ,  $d$ ,  $b_1$ ,  $b_2$ ,  $l$ ,  $u$  e as matrizes  $A_1$ ,  $A_2$ , e  $A_3$  são constantes,  $F(x)$  é uma função escalar contínua e  $f(x)$  é um vetor de funções contínuas.

Os  $n_1$  componentes de  $x$  são as variáveis não-lineares e os  $n_2$  componentes de  $y$  são as variáveis lineares. Analogamente, as  $m_1$  equações (65) são as chamadas restrições não-lineares e as  $m_2$  equações (66) são as restrições lineares. As eqs.(65) e (66) representam a totalidade das restrições do problema. As restrições representadas por (67) indicam os limites superiores e inferiores de todas as variáveis.

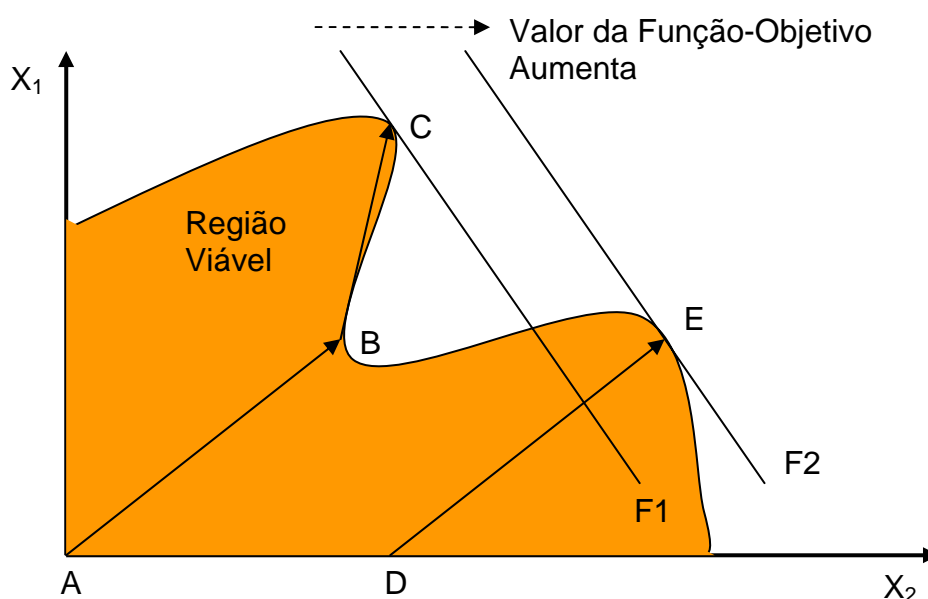
Nos casos em que as funções  $F(x)$  e  $f(x)$  não existam, o problema se resume a uma aplicação de Programação Linear (PL). Nesse caso, o MINOS utiliza o método Simplex para solução do problema. Quando os aspectos não-lineares estão confinados à função  $F(x)$  da função-objetivo, tem-se um problema de Programação Não-Linear (PNL) com restrições lineares. O MINOS resolve este tipo de problema utilizando o método do gradiente reduzido em combinação com o método quasi-Newton. Quando o problema contém restrições não-lineares, o MINOS usa o método Lagrangiano aumentado. Todos esses métodos são descritos em Mays (1996) e Hillier et Lieberman (1995).

Dessa forma, o MINOS é um programa apto a resolver uma grande variedade de problemas de otimização linear e não-linear. Essa flexibilidade é muito importante na procura de soluções de problemas de operação de reservatórios, onde os aspectos não-lineares podem aparecer tanto na função-objetivo como nas restrições.

#### **5.4.1 Solução Ótima Global ou Local**

Os algoritmos de PNL encerram o processo de busca da solução ótima quando não há aumento significativo (no caso de maximização) do valor da função-objetivo, dentro da precisão desejada. Essa é considerada uma solução ótima local, ou seja, uma solução que é a melhor naquela

vizinhança. Contudo, o ótimo local pode não ser a melhor solução global para o problema. Um outro ótimo local pode ser a melhor solução para o problema numa outra área da região viável de soluções. Esse tipo de comportamento é ilustrado no gráfico da **Figura 5.3**, que foi elaborado a partir dos conceitos descritos por Ragsdale (2001).



Fonte: Ragsdale (2001)

**Figura 5.3 - Ótimo Local versus Ótimo Global**

De acordo com o gráfico da **Figura 5.3**,  $X_1$  e  $X_2$  são variáveis de decisão. Se o algoritmo de PNL inicia no ponto A, no passo seguinte ele encontra o ponto B e evolui para o ponto C. Dado que não há nenhuma outra solução viável melhor próximo de C, ele encerra o problema nesse ponto. Se ao invés disso, o algoritmo iniciar o processamento em D, ele passa para o ponto E, que nesse caso é também um ótimo local uma vez que não há solução viável que melhore a função-objetivo nas suas imediações.

Ainda conforme o problema ilustrado na **Figura 5.3**, F1 e F2 são retas sobre as quais a função-objetivo apresenta o mesmo valor. Nesse caso, o valor de

F2 é superior ao de F1. Assim, a solução ótima global para esse problema está no ponto E, e não no ponto C.

Esses argumentos servem para exemplificar que, no caso da otimização não-linear, a solução ótima de um algoritmo de PNL pode não levar à solução ótima global e que a solução encontrada depende do ponto de partida do problema. Nesse caso, é recomendável realizar alguns testes de sensibilidade para avaliar se a solução do problema é afetada significativamente pelos valores iniciais adotados.

Esse tipo de abordagem fica bastante facilitado na medida em que se conhece o problema de otimização em questão. No caso da solução de problemas de otimização de reservatórios, uma solução inicial que tem sido utilizada e que têm apresentado resultados satisfatórios é aquela que considera a operação dos reservatórios a fio d'água (volume útil igual a zero). Essa técnica é apresentada por Lopes et al. (2002).

## 6 ANÁLISE DA OPERAÇÃO PARA USOS MÚLTIPLOS

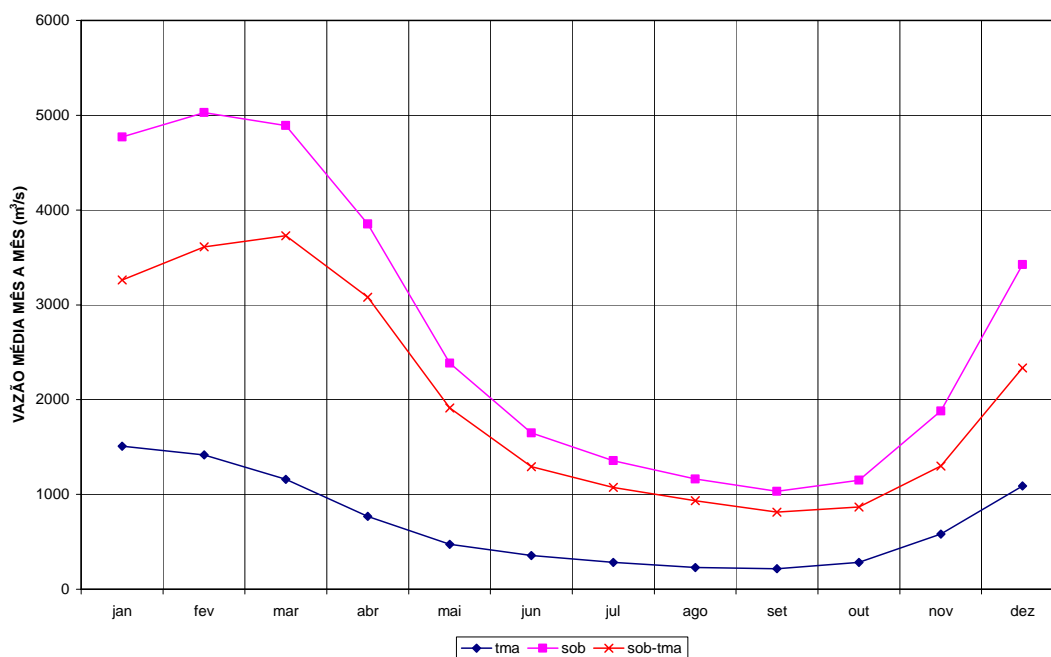
Nesta etapa foram analisados os problemas formulados segundo os métodos das restrições e das ponderações utilizando-se como ferramenta o modelo **SFPLUS**, apresentado em 5.2. Além disso, foi analisada uma alternativa de solução do problema com base na otimização econômica.

Nesta fase foram utilizadas seqüências temporais de vazões médias mensais com extensão de seis anos, referentes a cenários hidrológicos pré-definidos. Esses estudos são mostrados na seqüência.

### 6.1 Seleção de Cenários Hidrológicos

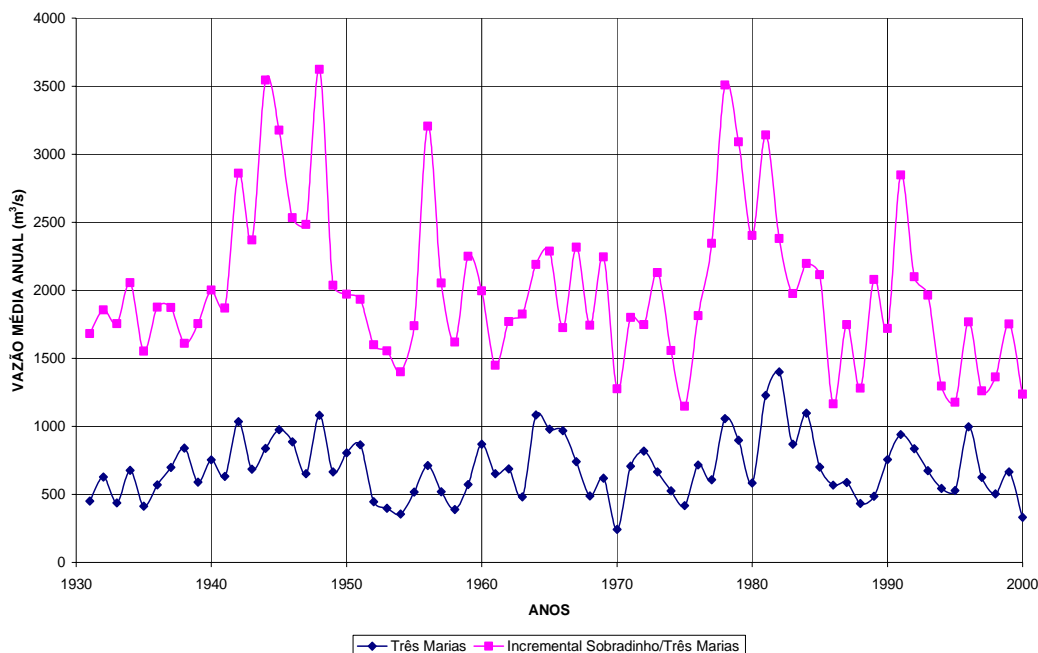
As principais séries de vazões médias mensais ao longo do São Francisco são Três Marias e Sobradinho. Três Marias drena uma área de 50.560 km<sup>2</sup> e situa-se na Região Sudeste. A área incremental entre essa usina e a de Sobradinho é de 447.865 km<sup>2</sup> e entre Itaparica e Sobradinho, 88.574 km<sup>2</sup>. Apesar da expressiva área incremental entre Itaparica e Sobradinho, por se tratar de região semi-árida, as vazões incrementais são bastante reduzidas, com média multianual em torno de 50 m<sup>3</sup>/s. As áreas incrementais entre as demais usinas são de menor magnitude (da ordem de 10.000 Km<sup>2</sup>) e também estão localizadas em região semi-árida, tanto que o setor elétrico atribui vazão incremental “zero” entre Paulo Afonso/Moxotó e Itaparica e incremental constante no tempo igual a 10 m<sup>3</sup>/s para a área entre Xingó e Paulo Afonso/Moxotó.

Dessa forma, os estudos de seleção de cenários hidrológicos foram desenvolvidos a partir das séries de vazão de Três Marias e Sobradinho. O gráfico da **Figura 6.1** apresenta as médias mês a mês para essas duas séries e também para a série incremental entre elas, no período 1931 a 2001.



**Figura 6.1 – Vazões Médias Mês a Mês no Período 1931 a 2001**

A partir do gráfico anterior, nota-se que a sazonalidade dessa bacia indica que os períodos de cheia se iniciam em outubro. Dessa forma, para efeito de cálculo das séries de médias anuais, foi admitido o ano hidrológico com início em outubro e término em setembro. O gráfico com as médias anuais para Três Marias e a Incremental de Sobradinho é mostrado na **Figura 6.2**.



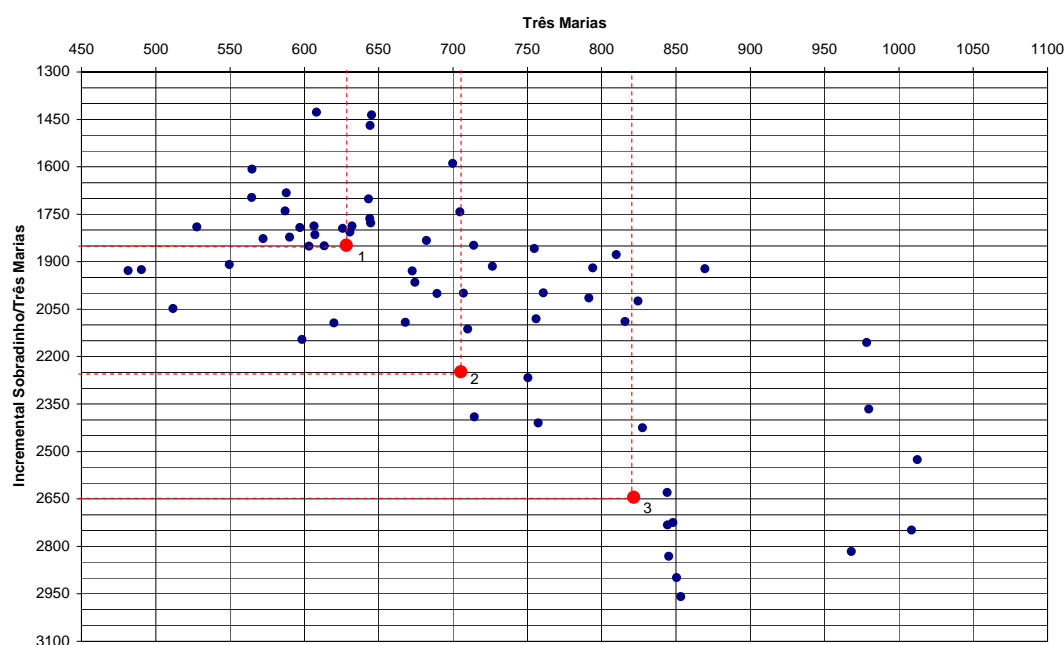
**Figura 6.2 – Vazões Médias Anuais no Período 1931 a 2000 - Ano Hidrológico Out/Set**

Os valores dos coeficientes de correlação entre as séries de Três Marias e a Incremental de Sobradinho são da ordem de 0,65, tanto para as séries anuais como para as séries mensais. Esse número indica que há uma considerável correlação espacial entre essas duas séries de vazão que deve ser levada em conta na formulação dos cenários hidrológicos.

Para seleção dos cenários, foram calculadas as médias móveis de 6 anos consecutivos para essas duas séries de vazão. A partir da distribuição conjunta dessas duas variáveis, foram selecionados os casos que correspondem aproximadamente ao 1º, 2º e 3º quartil, ou seja, períodos de 6 anos consecutivos cujas médias móveis estão associadas a probabilidades acumuladas conjuntas, respectivamente, iguais a 25%, 50% e 75%. Esses cenários foram denominados: “seco”, “mediano” e “úmido”, respectivamente. O gráfico da **Figura 6.3** representa a distribuição conjunta das médias móveis de Três Marias e a incremental de Sobradinho. Os pontos 1, 2 e 3 desse gráfico referem-se aos valores que correspondem, aproximadamente, ao 1º, 2º e 3º quartil dessa distribuição conjunta.

Com base nesses resultados, os cenários hidrológicos foram caracterizados da seguinte forma:

- Cenário seco: ponto 1 da **Figura 6.3**, correspondente aproximadamente a uma probabilidade acumulada igual a 25%, cujas vazões médias referem-se ao período outubro de 1966 a setembro de 1972.
- Cenário mediano: ponto 2 da **Figura 6.3**, correspondente aproximadamente a uma probabilidade acumulada igual a 50%, cujas vazões médias referem-se ao período outubro de 1974 a setembro de 1980.
- Cenário úmido: ponto 3 da **Figura 6.3**, correspondente aproximadamente a uma probabilidade acumulada igual a 75%, cujas vazões médias referem-se ao período outubro de 1940 a setembro de 1946.



**Figura 6.3 – Distribuição Conjunta das Médias Móveis de 6 Anos de Vazões Médias Anuais ( $m^3/s$ )**

## 6.2 Análise do Armazenamento Inicial dos Reservatórios

Na seqüência dos trabalhos houve a necessidade de se definir o mês mais adequado para início do processo de otimização.

De forma a evitar que esse aspecto influa significativamente nos resultados, é aconselhável iniciar a modelagem em meses que os reservatórios estejam cheios. Para tanto, buscou-se definir esse mês a partir da otimização do sistema considerando toda a série histórica (1931 a 2001) e calcular os valores dos armazenamentos médios para cada mês do ano. Os resultados indicaram que as médias mais elevadas referem-se aos armazenamentos no final do mês de abril. Os valores resultantes foram os seguintes:

- Três Marias, armazenamento inicial = 83%.
- Sobradinho, armazenamento inicial = 70%.
- Itaparica, armazenamento inicial = 100%.

As demais usinas são operadas a fio d'água.

Dessa forma, todos os processos de otimização foram realizados considerando como armazenamento inicial os valores retro-citados com início sempre no mês de maio e fim no mês de abril.

Com o objetivo de permitir a comparação entre os resultados dos diversos casos analisados, foi também estabelecido que o armazenamento final fosse igual ao inicial.

Assim, para efeito de processamento do modelo, os cenários hidrológicos definidos no item anterior foram estabelecidos, iniciando no mês de maio do ano seguinte ao definido por aqueles estudos, mantendo-se a extensão de 6 anos (72 meses).

Uma vez definidos os armazenamentos iniciais já citados, foi feita uma análise de sensibilidade desses parâmetros de forma a se avaliar a sua



influência nos resultados do modelo de otimização. Para tanto, foram considerados valores de armazenamento inicial 20% acima e 20% abaixo dos valores adotados. Foram considerados os reservatórios de maior volume útil da bacia (Três Marias e Sobradinho). Os resultados obtidos indicaram diferenças percentuais na energia média gerada de menos de 1%, o que reflete que a influência dos armazenamentos iniciais é pouco relevante nos resultados energéticos do sistema modelado, considerando que o período de análise é igual a seis anos. Para períodos de análise inferiores, esse efeito tende a se tornar mais significativo.

### **6.3 Análise de Usos Múltiplos: Método das Restrições**

Os processamentos para análise do método das restrições foram feitos com base na maximização da energia média gerada em cada seqüência temporal considerada. As vazões derivadas para irrigação foram tratadas como restrições.

Foram considerados os três cenários hidrológicos selecionados, conforme descrito em 6.1, e mais o cenário correspondente ao período crítico dos sistemas interligados, que ocorreu na primeira metade da década de 1950. No processamento, esse cenário foi definido com base no período maio de 1951 a abril de 1957.

Os cenários da vazão de irrigação foram definidos a partir do valor das demandas indicadas para o ano 2007, conforme indicado em 5.1.4, respeitando-se as quantidades retiradas em cada trecho da bacia do rio São Francisco e os fatores de sazonalidade mostrados na **Tabela 5.9**. Esse cenário corresponde a uma vazão média anual derivada para irrigação na bacia igual a  $230,5 \text{ m}^3/\text{s}$ . Os demais cenários foram compostos a partir de múltiplos desse valor, entre zero e dois.

Com relação à questão da influência da solução inicial, foram feitos testes sem indicar valor para o ponto de partida, uma vez que o MINOS, segundo

Murtagh et Saunders (1995), conta com procedimentos próprios para tanto. Esses resultados foram iguais aos produzidos pela solução a fio d'água. Dessa forma, em todo o estudo não foi especificado nenhum valor como ponto de partida para as variáveis de decisão.

Na **Tabela 6.1**, são mostrados os resultados obtidos para os três cenários hidrológicos considerados e para o período crítico do setor elétrico. Esses resultados estão reproduzidos no gráfico da **Figura 6.4**, onde é possível visualizar a relação de troca, ou seja, o *trade-off* entre a irrigação e a geração hidrelétrica no sistema São Francisco. As curvas apresentadas nessa figura são as chamadas curvas de Pareto.

A título de ilustração, são mostrados no **Anexo C** os resultados completos da saída do modelo **SFPLUS** para o caso do cenário hidrológico mediano e vazões para irrigação referentes ao cenário 2007 (230,5 m<sup>3</sup>/s).

Deve-se ressaltar que, no caso da otimização no período crítico, houve necessidade de se reduzir a restrição de vazão mínima a jusante de Três Marias de 500 m<sup>3</sup>/s para 400 m<sup>3</sup>/s, dado que sem isso o problema de otimização se torna matematicamente inviável, devido à baixa disponibilidade hídrica do período. O valor da redução dessa vazão foi definido a partir de um processo de tentativa e erro.

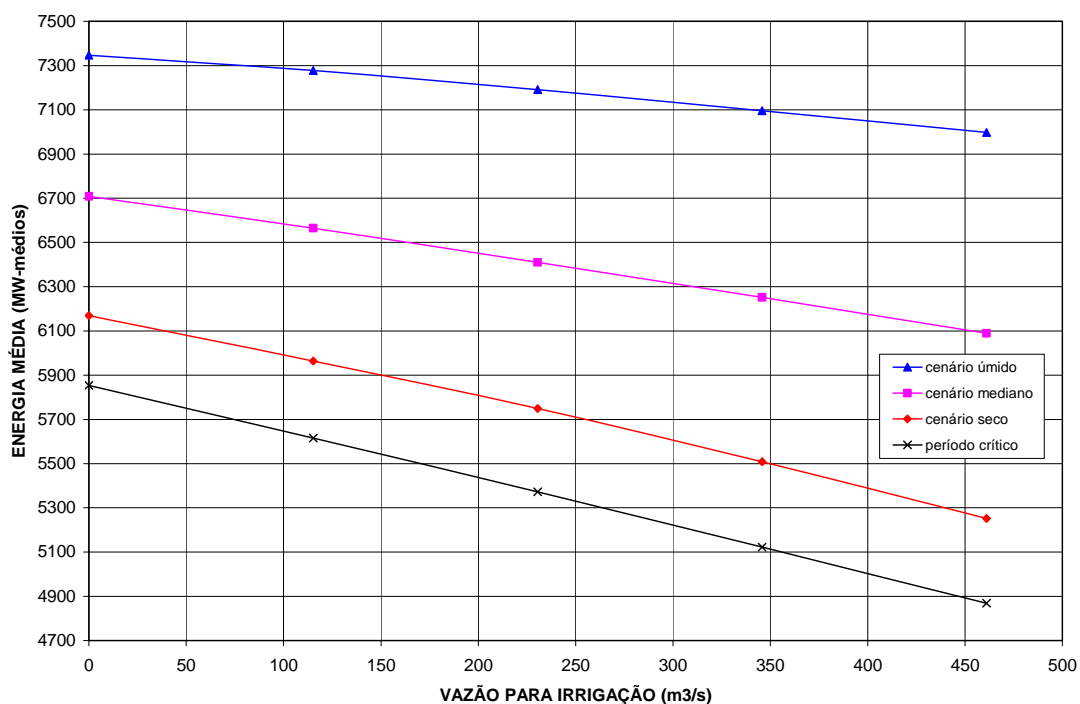
Na **Tabela 6.1**, pode-se visualizar também o gradiente das curvas de Pareto da **Figura 6.4**. Esse parâmetro indica o valor do *trade-off* entre esses dois usos. No caso do cenário seco e do período crítico, esse gradiente é da ordem de -2 MW-médios de geração por m<sup>3</sup>/s derivado para irrigação. Ou seja, para cada m<sup>3</sup>/s utilizado na irrigação, perde-se cerca de 2 MW-médios, que ao longo de um ano totalizam 17,5 GWh de energia.

Nos casos dos cenários mediano e seco, esse gradiente são respectivamente da ordem -1,3 e -0,8, conseqüência de uma maior disponibilidade hídrica contida nesses cenários. Com base nesses resultados, é possível notar a influência dos cenários hidrológicos nos *trade-*

offs entre esses dois usos. Neste caso, como a vazão para irrigação é uma restrição a ser atendida sempre, a disponibilidade hídrica condiciona o quanto pode ser gerado pelas usinas hidrelétricas.

**Tabela 6.1 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco - Irrigação x Energia**

<b>Cenário Seco</b>			
Fator Irrigação	Vazão Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	Energia Média (MW-médio)	Gradiente (MW-médio/m <sup>3</sup> /s)
0,0	0,00	6169	
0,5	115,25	5964	-1,779
1,0	230,50	5749	-1,866
1,5	345,75	5508	-2,091
2,0	461,00	5252	-2,221
		média --->	-1,989
<b>Cenário Mediano</b>			
Fator Irrigação	Vazão Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	Energia Média (MW-médio)	Gradiente (MW-médio/m <sup>3</sup> /s)
0,0	0,00	6708	
0,5	115,25	6565	-1,241
1,0	230,50	6410	-1,345
1,5	345,75	6252	-1,371
2,0	461,00	6090	-1,406
		média --->	-1,341
<b>Cenário Úmido</b>			
Fator Irrigação	Vazão Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	Energia Média (MW-médio)	Gradiente (MW-médio/m <sup>3</sup> /s)
0,0	0,00	7347	
0,5	115,25	7278	-0,599
1,0	230,50	7191	-0,755
1,5	345,75	7096	-0,824
2,0	461,00	6998	-0,850
		média --->	-0,757
<b>Período Crítico</b>			
Fator Irrigação	Vazão Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	Energia Média (MW-médio)	Gradiente (MW-médio/m <sup>3</sup> /s)
0,0	0,00	5854	
0,5	115,25	5616	-2,065
1,0	230,50	5372	-2,117
1,5	345,75	5123	-2,161
2,0	461,00	4869	-2,204
		média --->	-2,137



**Figura 6.4 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Irrigação x Energia – Curvas de Pareto**

### 6.3.1 Análise da Influência da Transposição para o Nordeste Setentrional

Na seqüência dos trabalhos, foi feita uma avaliação da influência das possíveis retiradas de água da bacia do São Francisco, via transposição, para outras regiões do Nordeste. Segundo estudos recentes (PORTO et MELLO, 2003) as vazões atualmente cogitadas a serem transpostas são da ordem de 48 m<sup>3</sup>/s a partir de Cabrobó, situada a jusante de Sobradinho, e 16 m<sup>3</sup>/s a partir do lago de Itaparica. Neste estudo, essas vazões foram consideradas constantes no tempo. Contudo, estudos ainda não conclusivos no âmbito da ANA indicam a possibilidade de retiradas sazonais da bacia em função do valor da água armazenada em Sobradinho.

Os resultados da redução da energia média com a transposição são mostrados na **Tabela 6.2**. Os valores chegam a atingir 3% da produção

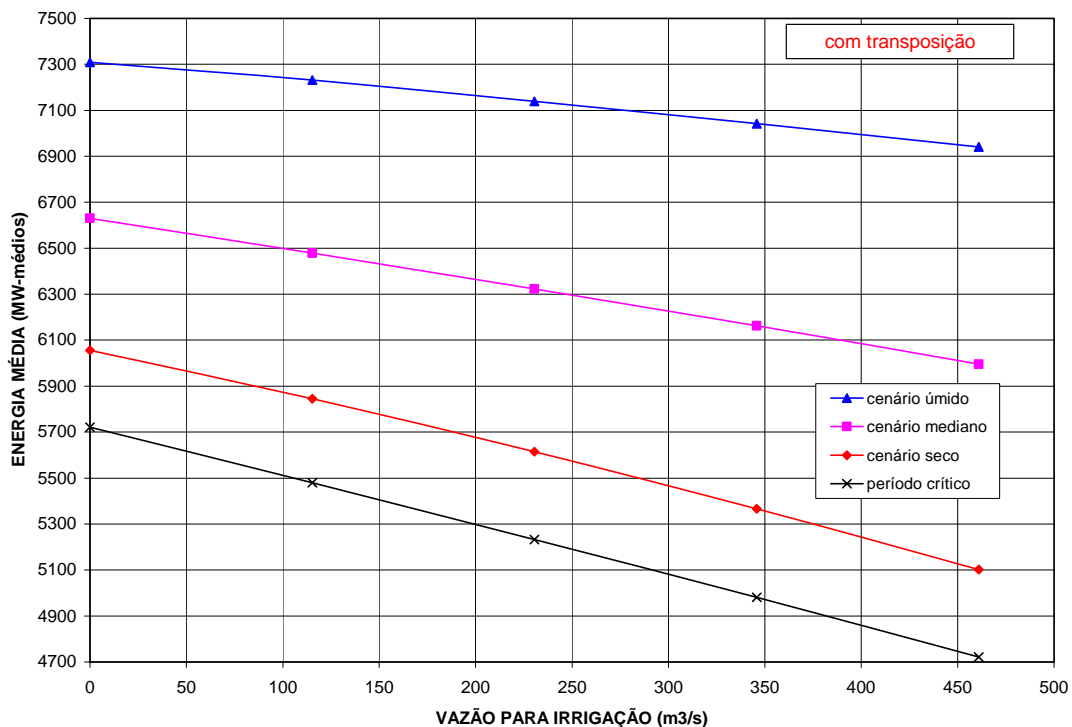
energética nos casos mais críticos de cenários hidrológicos e de demandas de água para irrigação. Mesmo sem considerar as demandas para a irrigação na própria bacia, no cenário seco e no período crítico, a transposição causa uma perda energética de cerca de 2%.

**Tabela 6.2 – Avaliação da Redução Energética com a Transposição do São Francisco**

<b>Cenário Seco</b>		<b>Redução da Energia Média</b>	
Fator Irrigação	Vazão Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	MW-médios	Percentual
0,0	0,00	-113	-1,83%
0,5	115,25	-119	-2,00%
1,0	230,50	-134	-2,33%
1,5	345,75	-142	-2,58%
2,0	461,00	-150	-2,86%
<b>Cenário Mediano</b>		<b>Redução da Energia Média</b>	
Fator Irrigação	Vazão Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	MW-médios	Percentual
0,0	0,00	-77	-1,15%
0,5	115,25	-86	-1,31%
1,0	230,50	-88	-1,37%
1,5	345,75	-90	-1,44%
2,0	461,00	-95	-1,56%
<b>Cenário Úmido</b>		<b>Redução da Energia Média</b>	
Fator Irrigação	Vazão Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	MW-médios	Percentual
0,0	0,00	-38	-0,52%
0,5	115,25	-47	-0,65%
1,0	230,50	-52	-0,72%
1,5	345,75	-54	-0,76%
2,0	461,00	-57	-0,81%
<b>Período Crítico</b>		<b>Redução da Energia Média</b>	
Fator Irrigação	Vazão Irrigação (m <sup>3</sup> /s)	MW-médios	Percentual
0,0	0,00	-133	-2,27%
0,5	115,25	-136	-2,42%
1,0	230,50	-139	-2,59%
1,5	345,75	-142	-2,77%
2,0	461,00	-148	-3,04%

Na **Figura 6.5**, podem ser visualizadas as curvas de Pareto com a transposição do São Francisco. Os valores dos gradientes dessas curvas, ou

seja, os valores dos *trade-offs*, são da mesma ordem de grandeza dos valores referentes à situação sem transposição.

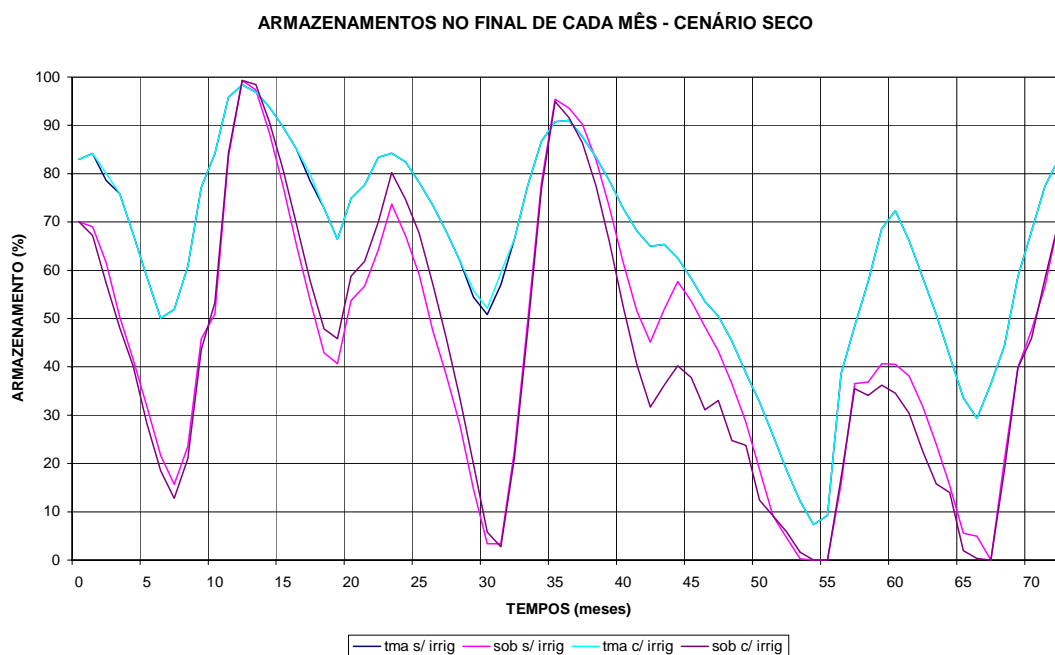


**Figura 6.5 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Irrigação x Energia – Curvas de Pareto – com Transposição**

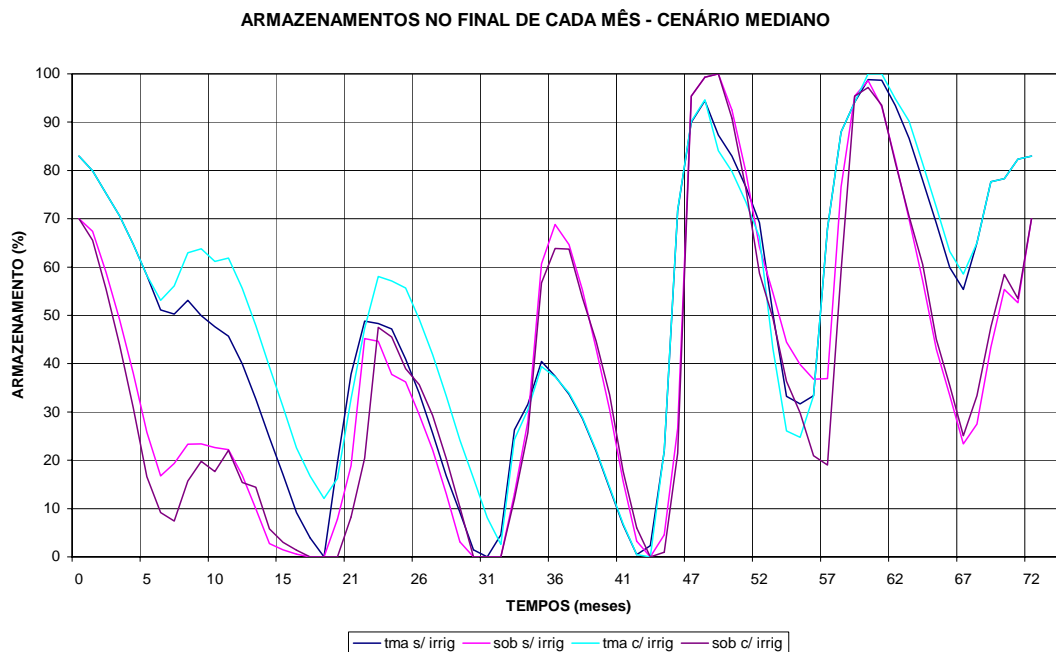
Os resultados obtidos por esta análise indicam que a transposição do São Francisco, da forma como foi considerada neste estudo, não afeta significativamente a questão do uso múltiplo na bacia.

### 6.3.2 Análise dos Armazenamentos dos Reservatórios

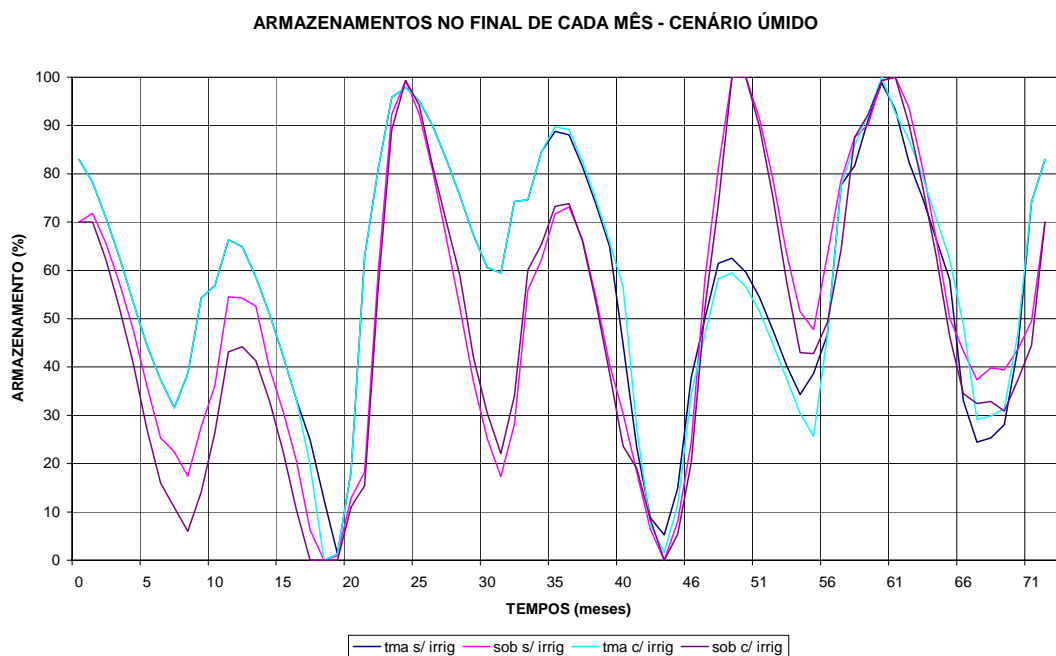
Esta análise enfoca as questões sobre os efeitos da utilização da água para geração de energia e irrigação nas trajetórias dos armazenamentos dos reservatórios. Dado que os volumes úteis expressivos da bacia do São Francisco estão alocados em Três Marias e Sobradinho, esta análise foi feita com base nesses dois reservatórios. Foram traçadas curvas de trajetórias de armazenamentos para cada usina, considerando as situações com e sem irrigação, para os três cenários hidrológicos em estudo. Essas curvas aparecem nas três figuras a seguir. As demandas para irrigação correspondem ao cenário para o ano 2007.



**Figura 6.6 – Trajetória de Armazenamentos – Cenário Seco**



**Figura 6.7 – Trajetória de Armazenamentos – Cenário Mediano**



**Figura 6.8 – Trajetória de Armazenamentos – Cenário Úmido**



Os resultados dessas trajetórias indicam que os dois reservatórios tendem a operar em fase, com ou sem irrigação, independente do cenário hidrológico.

Além disso, nota-se que as trajetórias de Três Marias praticamente não são afetadas pela irrigação. Isso é uma consequência do fato de não haver demandas para irrigação a montante desse reservatório, segundo a fonte de dados utilizada (ANA, 2002). No caso de Sobradinho, no cenário seco há uma utilização mais intensa dos volumes desse reservatório. Essa intensidade é um pouco mais pronunciada na situação com irrigação. O modelo tende a reservar um pouco mais de água em Três Marias para utilizá-la pouco antes do fim do período, quando ocorre o maior deplecionamento dos reservatórios.

No caso dos cenários mediano e úmido, nota-se que a irrigação pouco afeta a operação dos reservatórios, cujas trajetórias de volumes apresentam a oscilação natural decorrente da sazonalidade hidrológica.

#### **6.4 Análise de Usos Múltiplos: Método das Ponderações**

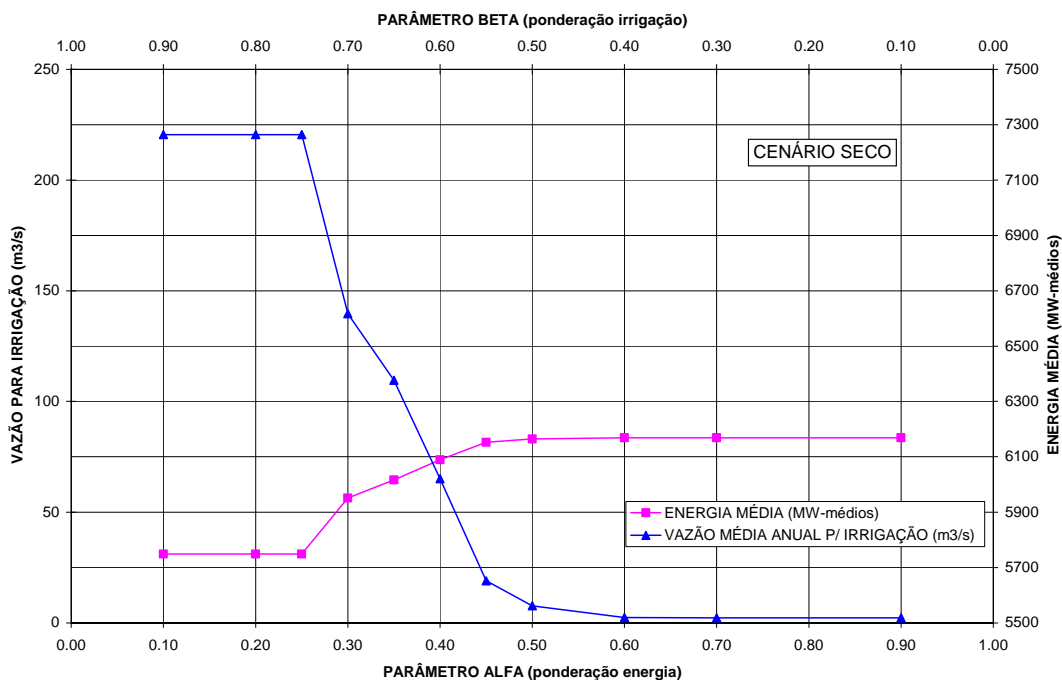
Para avaliação do método das ponderações foi também utilizado o módulo do modelo **SFPLUS**, voltado para esse tipo de formulação, conforme exposto em 5.2.

Apenas para efeito de facilitar a análise, foram selecionados parâmetros de ponderação  $\alpha$  e  $\beta$  complementares, ou seja, valores cuja soma é igual à unidade. Não há, contudo, necessidade que esses parâmetros sejam complementares, apenas que expressem uma ordem de preferência entre um uso frente aos demais.

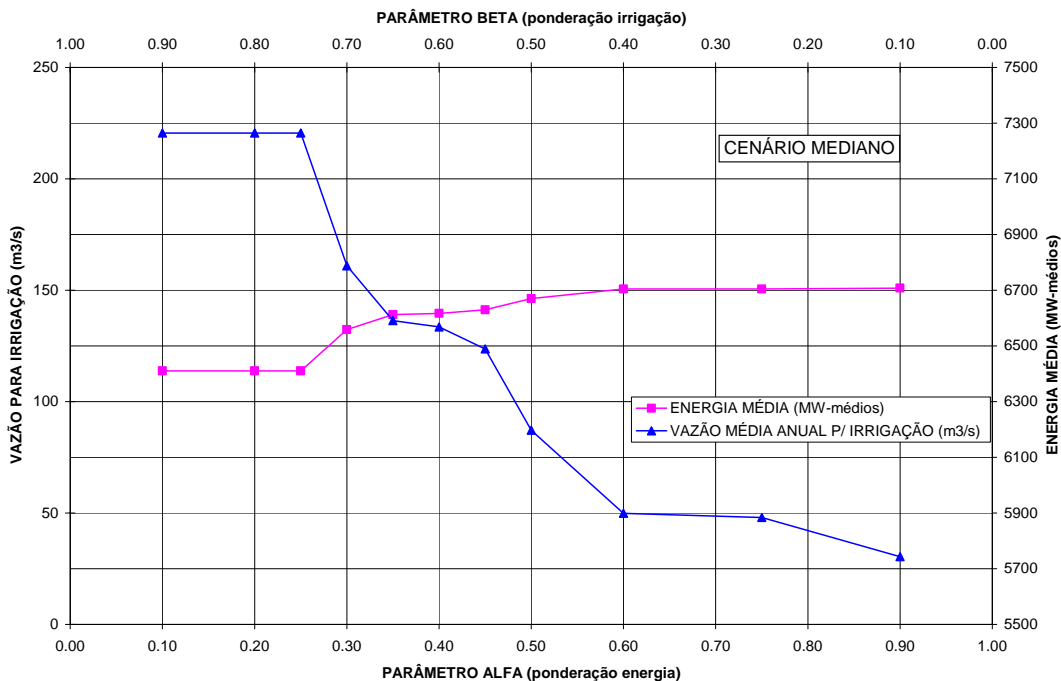
No caso em estudo,  $\alpha$  e  $\beta$  expressam a preferência relativa entre 1 MW-médio de energia gerada e 1 m<sup>3</sup>/s de água utilizada na irrigação.

Foram selecionados valores de  $\alpha$  entre 0 e 1, e os correspondentes valores de  $\beta$  foram calculados a partir da diferença entre a unidade e  $\alpha$ . Nas três

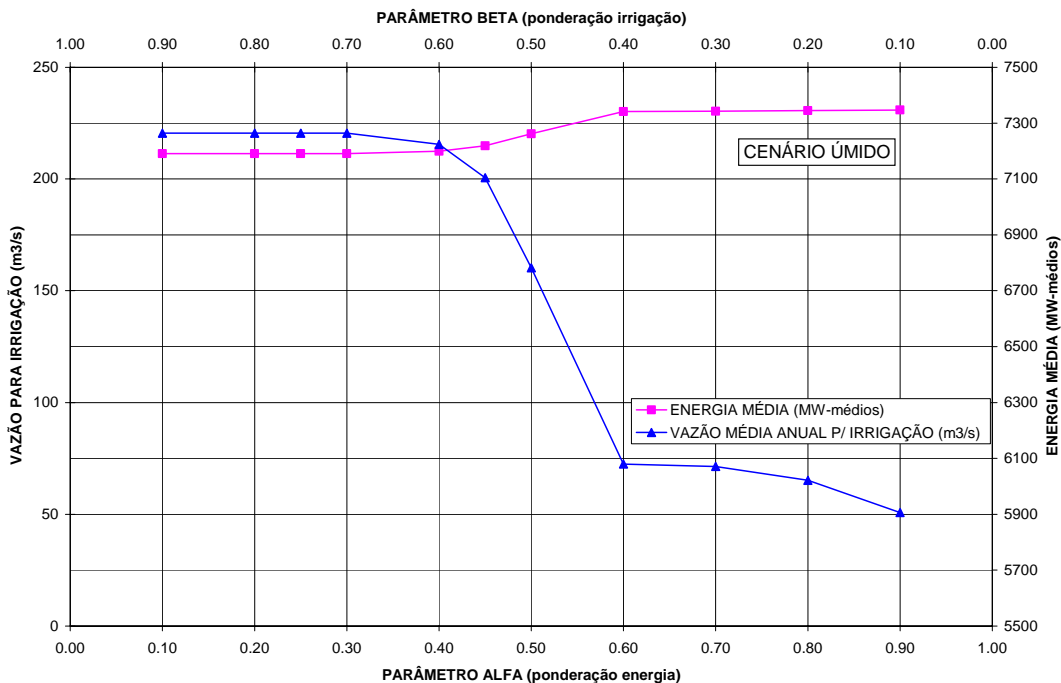
figuras a seguir, são mostrados os resultados obtidos. Nessas figuras, pode-se visualizar, para cada par  $\alpha$  e  $\beta$ , os valores correspondentes da vazão média para irrigação e da energia média gerada, através da curva referente a cada uso.



**Figura 6.9 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Método das Ponderações – Cenário Seco**



**Figura 6.10 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Método das Ponderações – Cenário Mediano**



**Figura 6.11 – Relação de Troca entre Usos da Água no Sistema São Francisco – Método das Ponderações – Cenário Úmido**

Segundo esses resultados, nota-se que, para os três cenários hidrológicos estudados, há uma região onde o *trade-off* entre a irrigação e a energia se dá de uma forma mais intensa. Essa região corresponde aproximadamente a valores de  $\alpha$  entre 0,25 ( $\beta = 0,75$ ) e 0,60 ( $\beta = 0,40$ ). Fora dessa região encontram-se os limites máximo e mínimo para utilização dos dois usos. Ou seja, para valores de  $\alpha$  abaixo de 0,25 ( $\beta$  acima de 0,75), encontra-se o limite superior da vazão para irrigação que é de 220,5 m<sup>3</sup>/s (demanda prevista para 2007 sem 10 m<sup>3</sup>/s que é a demanda a jusante de Xingó e que não entra no *trade-off*, por esta ser a usina mais a jusante do sistema). Nesse caso, os valores da energia são mínimos em cada cenário hidrológico, e correspondem a cerca de 5750 MW-médios no cenário seco, 6400 MW-médios, no mediano e 7200 MW-médios, no úmido.

Para  $\alpha$  acima de 0,60 ( $\beta$  abaixo de 0,40), encontram-se os valores mínimos para a irrigação, que são iguais a zero no cenário seco, e da ordem de 25 a 50 m<sup>3</sup>/s, no mediano e entre 50 a 75 m<sup>3</sup>/s, no úmido. Em contraposição, esses casos resultam nos valores máximos de energia para cada cenário hidrológico, ou seja, 6170 MW-médios no cenário seco, 6700 MW-médios, no mediano e 7350 MW-médios, no úmido.

Dessa forma, para valores de  $\alpha$  entre 0,25 ( $\beta = 0,75$ ) e 0,60 ( $\beta = 0,40$ ) é que se pode pesquisar efetivamente o *trade-off* entre esses dois usos, pois, nesse caso, uma redução num dado uso provoca um aumento proporcional no outro. A fixação desses parâmetros é uma tarefa árdua e carregada de subjetividade. No caso de um sistema público, como é a maioria dos sistemas de recursos hídricos, numa situação extremamente idealizada, esses parâmetros devem refletir o valor que a sociedade atribui a cada uso. Porém, essa atividade extrapola a instância técnica e passa para a esfera política, que muitas vezes não reflete, de forma adequada, os anseios da sociedade. Além disso, muitas vezes fica muito difícil quantificar o reflexo de uma decisão no âmbito regional e mesmo nacional, devido à abrangência e à magnitude desses reflexos para a sociedade.

Uma forma de introduzir um pouco mais de objetividade nesse tipo de análise, porém perdendo um pouco em abrangência, é através da aplicação do conceito de otimização econômica, que é apresentado na seqüência.

#### **6.4.1 Análise Econômica**

Uma forma de se resolver um problema de otimização com objetivo econômico é considerar na função-objetivo os benefícios econômicos produzidos pelo sistema em análise. Essa é na realidade uma forma particular do método das ponderações, onde os parâmetros de ponderação são explicitados a partir de valores econômicos.

No caso da irrigação e da geração hidrelétrica no vale do São Francisco, foram levantados dados para se calcular a receita bruta anual decorrente desses dois usos da água.

Para a quantificação da receita proveniente da irrigação, foi utilizada a vazão específica média de 0,58 l/s/ha, conforme ANA (2002). Para o valor da produção bruta anual por hectare irrigado, foi utilizado o índice de R\$ 2.500,00/ha, levantado a partir de dados da produção de campos irrigados existentes na bacia (CODEVASF, sem data) referentes ao ano 2000.

Quanto ao valor da energia gerada, foi estimado o índice de R\$ 43,75/MWh obtido com base na produção e na receita da CHESF referentes à geração no ano de 2002 (CHESF, 2002).

A partir desses dados foi possível estabelecer uma função-objetivo com a finalidade de maximizar a receita bruta anual possível de ser auferida no sistema de reservatórios do São Francisco, considerando a irrigação e a geração de energia hidrelétrica.

Sabe-se que esses valores unitários são apenas indicadores do real valor econômico de cada um desses usos. Além disso, seria mais adequado analisar o problema do ponto de vista do benefício líquido, ou seja, haveria

que se descontar desses índices os correspondentes valores dos custos operacionais. Como esses dados são de difícil avaliação, especificamente no que se refere à irrigação, optou-se pela análise com base na receita bruta.

Com o objetivo de contornar esses problemas, as análises foram feitas alterando-se os valores unitários adotados e verificado a sua influência nos resultados obtidos. Foram admitidas as seguintes alternativas para os valores unitários do hectare irrigado e da energia gerada:

- Alternativa 1: **1,0**\*R\$ 2500,00/ha e **1,0**\*R\$ 43,75/MWh.
- Alternativa 2: **1,0**\*R\$ 2500,00/ha e **2,0**\*R\$ 43,75/MWh.
- Alternativa 3: **0,5**\*R\$ 2500,00/ha e **2,0**\*R\$ 43,75/MWh.
- Alternativa 4: **0,5**\*R\$ 2500,00/ha e **3,0**\*R\$ 43,75/MWh.

**Tabela 6.3 – Resultados da Análise Econômica**

ALTERNATIVAS DE COMPOSIÇÃO DE VALORES UNITÁRIOS	CENÁRIO SECO		CENÁRIO MEDIANO		CENÁRIO ÚMIDO	
	VAZÃO IRRIGAÇÃO (m <sup>3</sup> /s)	ENERGIA MÉDIA (MW-médios)	VAZÃO IRRIGAÇÃO (m <sup>3</sup> /s)	ENERGIA MÉDIA (MW-médios)	VAZÃO IRRIGAÇÃO (m <sup>3</sup> /s)	ENERGIA MÉDIA (MW-médios)
1	220,50	5749	220,50	6410	220,50	7191
2	220,50	5749	220,50	6410	220,50	7191
3	220,50	5749	220,50	6410	220,50	7191
4	109,59	6017	6612	6612	220,50	7191

Observando-se os resultados da **Tabela 6.3**, verifica-se que para a quase totalidade das situações analisadas, a otimização econômica implica em se adotar como vazão para irrigação, o valor máximo admitido para esse uso neste estudo (demanda prevista para 2007). Apenas nos caso dos cenários

seco e mediano, e valorizando a irrigação em R\$1250,00/ha e a energia em R\$ 131,25/MWh, é que há algum *trade-off* entre esses dois usos, caso contrário, do ponto de vista macroeconômico, vale a pena atender as demandas para irrigação na bacia, mesmo que haja algum prejuízo para a geração hidrelétrica.

Essa é uma outra forma de se explicitar o *trade-off* entre dois usos conflitantes. A otimização econômica é menos abrangente que a análise multi-objetivo, enfocada neste estudo através do método das ponderações, porém o processo é menos subjetivo, desde que os índices unitários de avaliação econômica dos benefícios sejam definidos de forma realista.

## 7 ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Na seqüência do trabalho, foi feita uma avaliação do tratamento da questão estocástica relacionada com a natureza aleatória das vazões naturais afluentes aos reservatórios. Essas avaliações foram desenvolvidas a partir da formulação do problema de otimização segundo o método das restrições, com a imposição das demandas para irrigação para o ano 2007, como restrição a ser atendida pelo sistema. A função-objetivo adotada foi a maximização da energia média anual. Optou-se por esse tipo de abordagem nesta fase, em função dos resultados obtidos em 6.4.1, que, segundo a análise do ponto de vista econômico, indicam ser vantajoso o atendimento integral das demandas para irrigação na bacia do rio São Francisco.

O tratamento da questão estocástica foi baseado no esquema implícito. Para tanto, foram geradas séries sintéticas, que foram inseridas no modelo de otimização. Com base nos resultados obtidos, foram traçadas curvas de frequência para as variáveis de interesse para a avaliação de desempenho do sistema.

### 7.1 Geração de Séries Sintéticas

Conforme visto em 4.2.2, o *software* utilizado nesta fase dos trabalhos foi o GESS desenvolvido pela Kelman Consultoria (2001b). Nesse processo foram gerados trechos de série com extensão de seis anos, seguindo os argumentos já apresentados em 5.2. Com o intuito de se avaliar a influência número de séries nos resultados, foram considerados conjuntos com 200, 500 e 1000 anos.

De acordo com o exposto em 6.1, as principais séries do sistema São Francisco são as referentes aos reservatórios de Três Marias e Sobradinho.



Assim, essas foram consideradas as séries “chave” para a geração estocástica. As séries de Itaparica foram obtidas a partir de regressões lineares, para cada mês do ano, com a vazão de Sobradinho. As séries do complexo Paulo Afonso/Moxotó foram consideradas as mesmas de Itaparica, pois como visto em 6.1, a incremental entre esses dois aproveitamentos é nula. Ainda, conforme o exposto em 6.1, as séries de Xingó foram obtidas somando-se  $10 \text{ m}^3/\text{s}$  aos valores correspondentes a Itaparica.

O *software* GESS, além de definir os parâmetros dos modelos estocásticos, faz uma série de análises e testes em relação às séries modeladas. Os resultados dessas análises são apresentados na seqüência.

#### **7.1.1 Resultados dos Testes de Hipótese sobre as Séries Históricas**

Os testes de hipótese, já apontados em 4.2.2, foram aplicados às séries “chave” do processo de geração, a saber, Três Marias e Sobradinho. Os resultados obtidos a partir do GESS são mostrados a seguir.

- Teste de Anderson - para verificação da independência dos resíduos transformados da série integral:

Três Marias – aceita independência (95%) para lag's 3 a 30.

Sobradinho – idem anterior, exceto para lag 8, hipótese rejeitada.

- Teste de Porte-Manteau - para verificação da independência dos resíduos transformados da série integral:

Três Marias – aceita independência (90%) para lag's 3 a 30.

Sobradinho – aceita independência para lag 3 (90%) e lag 5 (95%), lag's 8 a 30, independência rejeitada.

- Teste de Ljung-Box - para verificação da independência dos resíduos transformados das séries sazonais.

Três Marias – aceita independência (90%, 95%, 99%) para todos os meses, para lag's 3 a 30.

Sobradinho – idem anterior.

- Teste de correlação de Filliben - para verificação da normalidade dos resíduos transformados.

Três Marias – aceita normalidade (90%,) para todos os meses, exceto abril (99%). Para toda a série, aceita normalidade (90%).

Sobradinho – aceita normalidade (90%) nos meses de fevereiro, abril, junho, outubro e novembro. Aceita normalidade (95%) nos meses de janeiro e dezembro. Aceita normalidade (99%) nos meses de julho e setembro. Rejeita normalidade nos meses de maio e agosto. Aceita normalidade (90%) para toda a série.

- Teste de Mann-Kendall - para verificação da homogeneidade da série histórica.

Três Marias – aceita homogeneidade (90%,) para todos os meses e para a série anual.

Sobradinho – aceita homogeneidade (90%) nos meses de outubro, novembro e dezembro. Aceita homogeneidade (95%) no mês de janeiro. Aceita homogeneidade (99%) nos meses de fevereiro, março, abril, setembro. Rejeitada homogeneidade nos meses de maio a agosto. Aceita homogeneidade (99%) para a série anual.

- Teste de Smirnov - para verificação da homogeneidade da série histórica.

Três Marias – aceita homogeneidade (90%,) para todos os meses e para a série anual.

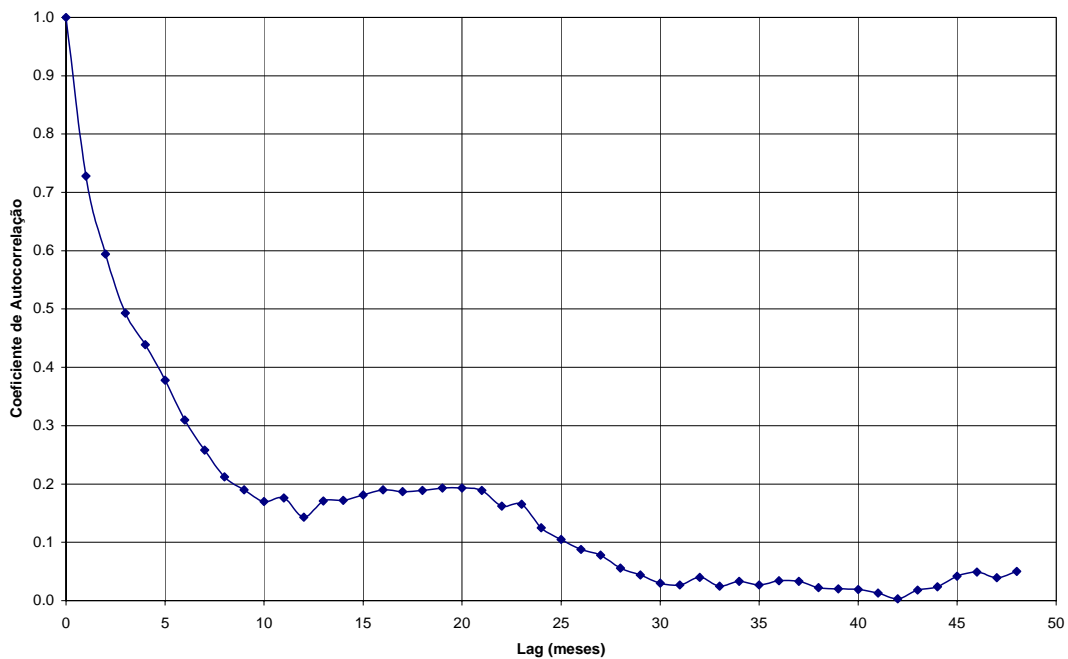
Sobradinho – aceita homogeneidade (90%) nos meses de janeiro, março e abril e de setembro a dezembro. Aceita homogeneidade (95%) nos meses de fevereiro e de maio a julho. Aceita homogeneidade (99%) no mês de agosto. Aceita homogeneidade (90%) para a série anual.

- Teste de Grubbs e Beck - para verificação de outliers na série histórica: Três Marias – 7 outliers, em 3 anos. Sobradinho – 2 outliers, em 2 anos.

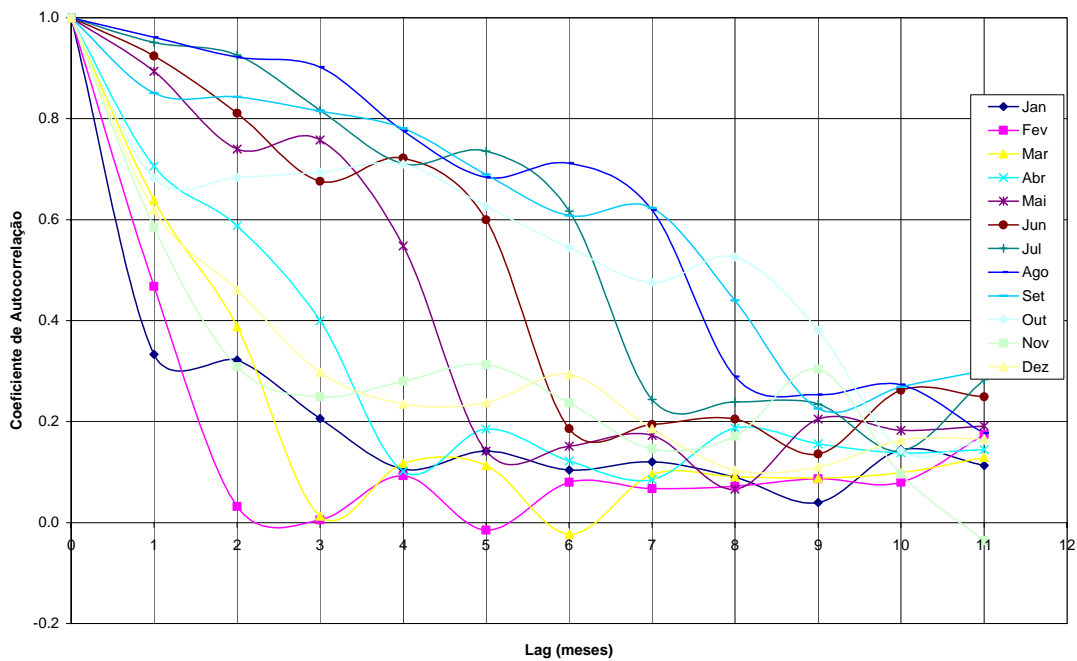
### 7.1.2 Funções de Autocorrelação das Séries Históricas

As funções de autocorrelação das séries históricas servem para auxiliar no processo de avaliação do tipo e da ordem dos modelos estocásticos a serem utilizados para geração das séries sintéticas. O programa GESS utiliza modelos estocásticos do tipo PAR, ou seja, modelos auto-regressivos periódicos, e também estima os parâmetros desses modelos.

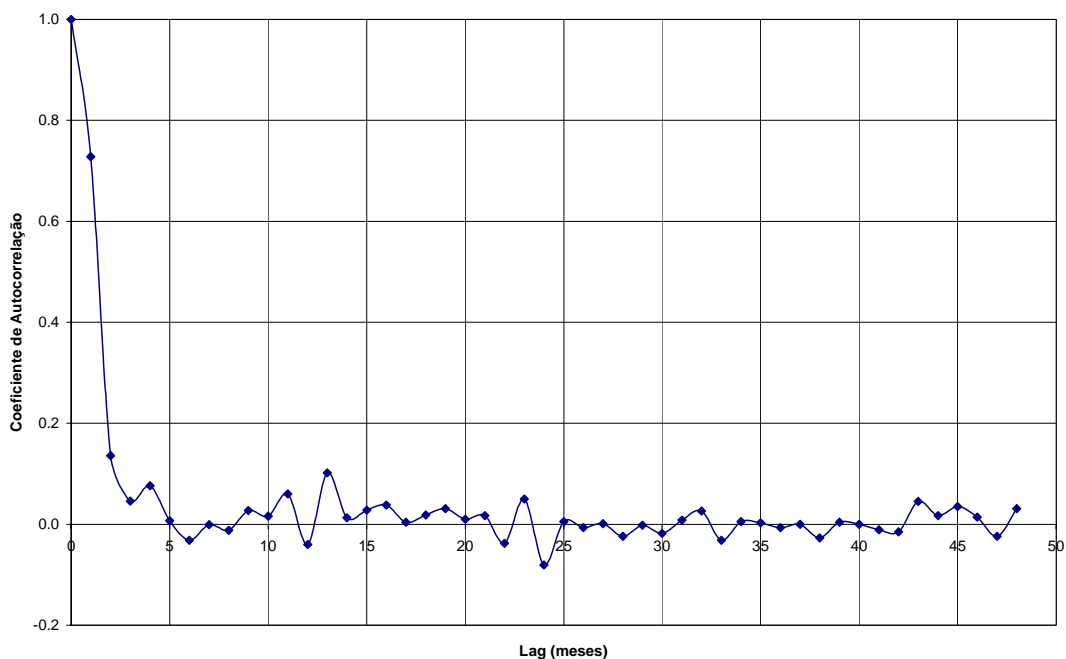
De qualquer forma, o programa calcula as funções de autocorrelação e autocorrelação parcial para as séries em análise. Essas funções são determinadas para a série contínua e para as séries referentes ao período adotado para a análise, que no caso deste estudo é o mensal. Essas funções, referentes às séries de Três Marias e Sobradinho são mostradas nos gráficos da **Figura 7.1** à **Figura 7.8**.



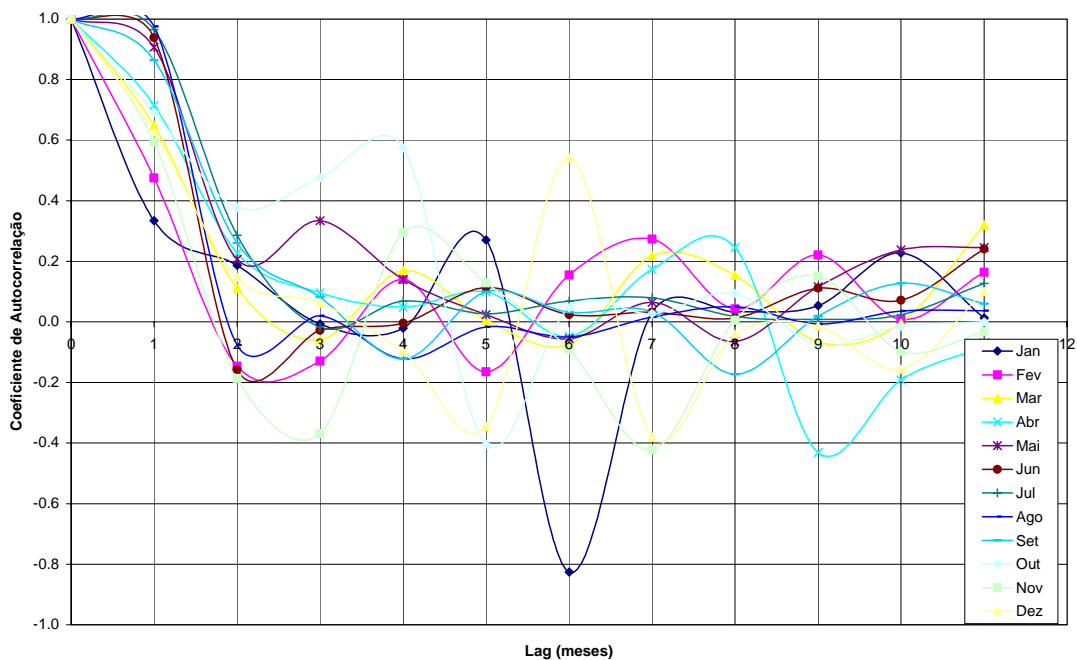
**Figura 7.1 – Função de Autocorrelação da Série Contínua – Três Marias**



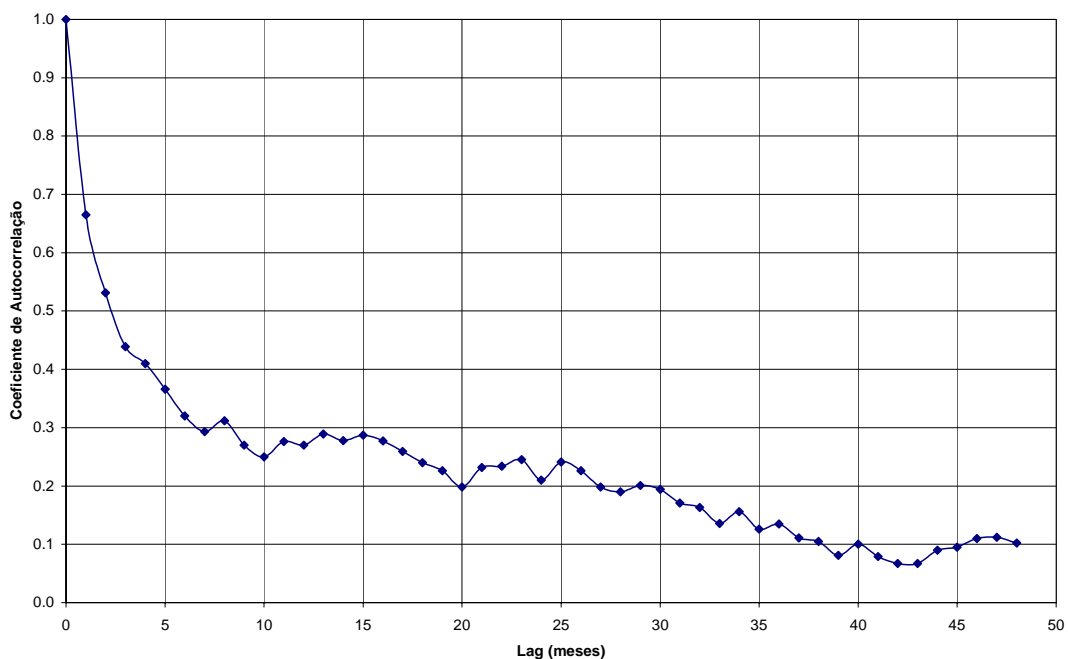
**Figura 7.2 – Funções de Autocorrelação Periódicas – Três Marias**



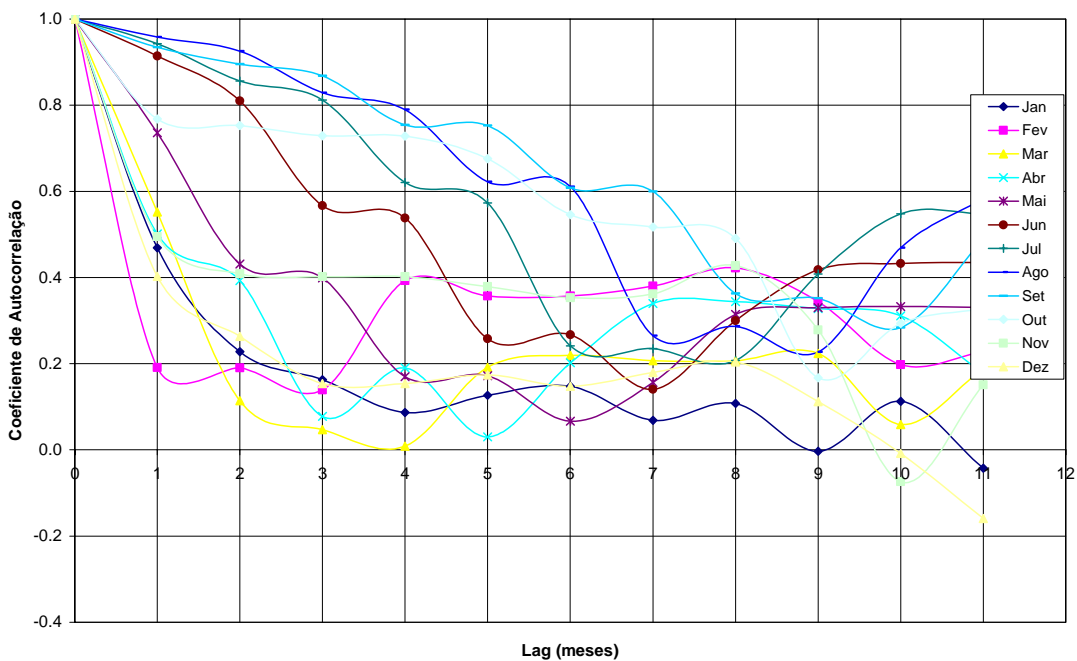
**Figura 7.3 – Função de Autocorrelação Parcial da Série Contínua – Três Marias**



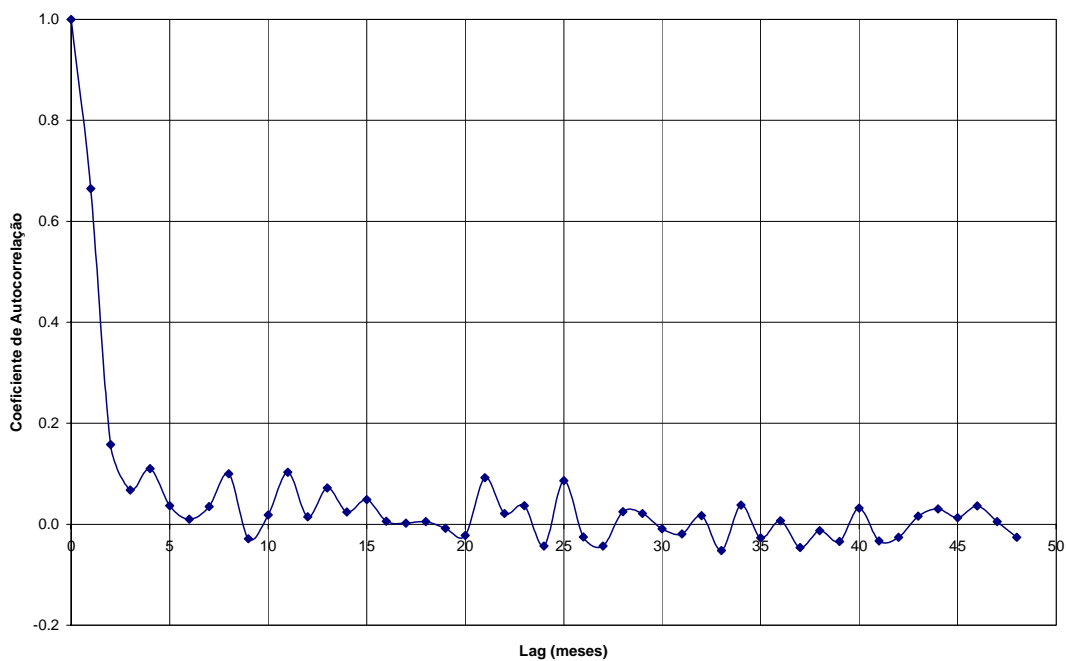
**Figura 7.4 – Funções de Autocorrelação Parcial Periódicas – Três Marias**



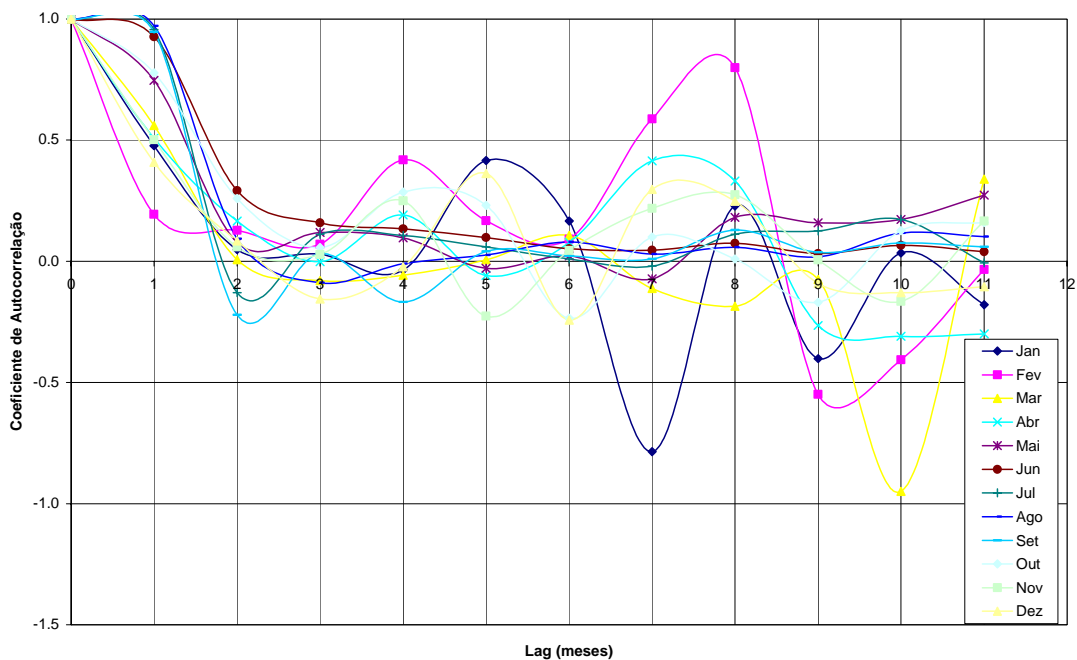
**Figura 7.5 – Função de Autocorrelação da Série Contínua – Sobradinho**



**Figura 7.6 – Funções de Autocorrelação Periódicas – Sobradinho**



**Figura 7.7 – Função de Autocorrelação Parcial da Série Contínua – Sobradinho**



**Figura 7.8 – Funções de Autocorrelação Parcial Periódicas – Sobradinho**

Os gráficos das funções de autocorrelação e autocorrelação parcial para séries contínuas, tanto de Três Marias como de Sobradinho, sugerem modelos auto-regressivos de baixa ordem ( $p = 1$  ou  $2$ ). Contudo, esse tipo de modelo não é utilizado pelo GESS.

As funções de autocorrelação periódicas sugerem modelos auto-regressivos de baixa ordem para os períodos referentes a meses de maior disponibilidade hídrica (novembro, dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril), tanto em Três Marias como em Sobradinho. Para os demais meses do ano e para as duas séries em análise há uma tendência para modelos auto-regressivos de ordem 3, 4 ou 5, havendo até a possibilidade de modelos do tipo PARMA (caso do mês de novembro em Sobradinho).

### **7.1.3 Parâmetros dos Modelos Estocásticos**

Os parâmetros dos modelos estocásticos identificados e estimados pelo *software* GESS são mostrados na **Tabela 7.1**.

Cabe salientar que o critério adotado pelo GESS para estimativa dos modelos estocásticos, conforme descrito em 4.2.2, é baseado na minimização da variância residual, e, dessa forma, não leva em conta a análise de funções de autocorrelação, como mostrado no item anterior.



**Tabela 7.1 – Modelos PAR(p) Identificados e Parâmetros Estimados**

<b>Série: TRÊS MARIAS - Histórico: 1931/2001</b>												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Media	1510	1416	1160	770	472	355	283	229	216	284	580	1089
D. Padrão	712	822	566	374	185	146	98.9	77	78.2	118	292	476
Ordem p	4	5	4	4	4	2	6	1	5	4	3	3
Parâmetros	0.219	0.55	0.585	0.502	0.646	1.081	0.657	0.975	0.666	0.329	0.79	0.551
	0.186	-0.08	0.132	0.207	0.047	-0.16	0.2		0.189	0.004	0.085	0.097
	0.01	-0.23	-0.16	0.118	0.286		0.018		0.161	-0.14	-0.37	0.063
	-0.02	0.267	0.169	0.049	0.14		0.062		-0.24	0.575		
		-0.17					0.029		0.099			
							0.069					
Variância Residual	0.853	0.713	0.528	0.404	0.08	0.115	0.054	0.049	0.244	0.445	0.589	0.581
<b>Série: SOBRADINHO - Histórico: 1931/2001</b>												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Media	3262	3612	3730	3081	1913	1293	1074	932	815	866	1300	2333
D. Padrão	1234	1642	2339	1458	1053	450	308	245	210	229	531	853
Ordem p	6	4	1	4	3	5	5	6	2	6	1	5
Parâmetros	0.452	0.12	0.56	0.412	0.689	0.642	0.793	0.809	1.162	0.614	0.502	0.365
	0.034	0.076		0.158	0.02	0.238	-0.02	0.139	-0.22	0.11		0.205
	0.028	-0.13		-0.1	0.119	0.096	0.116	-0.03		-0.04		-0.09
	-0.38	0.419		0.191		0.118	0.088	0.011		0.117		-0.41
	0.236					0.098	0.06	0.007		0.224		0.362
	0.166							0.079		-0.23		
Variância Residual	0.751	0.814	0.676	0.656	0.423	0.063	0.068	0.049	0.099	0.351	0.737	0.8

#### 7.1.4 Análise da Correlação Espacial Anual

Na **Tabela 7.2**, são mostrados os resultados das correlações espaciais anuais entre Três Marias e Sobradinho. É mostrado o valor obtido para o coeficiente de correlação entre as séries históricas e os valores característicos decorrentes da série de coeficientes de correlação obtidos a partir da geração de 500 séries em paralelo.

**Tabela 7.2 – Correlações Espaciais Anuais das Séries Históricas e Sintéticas**

CORRELAÇÕES CRUZADAS DAS SÉRIES HISTÓRICAS E SINTÉTICAS ANUAIS (Lag 0)	
TRÊS MARIAS e SOBRADINHO	
Séries Históricas:	0,796
Séries Sintéticas:	
Quartil 1	0,694
Quartil 2	0,850
Quartil 3	0,927

De acordo com os resultados da tabela anterior, nota-se que o processo de geração de séries sintéticas preservou, de forma aproximada, as correlações cruzadas contemporâneas entre Três Marias e Sobradinho para a maioria das séries geradas.

#### 7.1.5 Análise da Autocorrelação Anual

Os resultados da análise do coeficiente de correlação serial anual (lag 1) são mostrados na **Tabela 7.3**.

**Tabela 7.3 – Coeficientes de Autocorrelação Serial Anual (lag 1)**

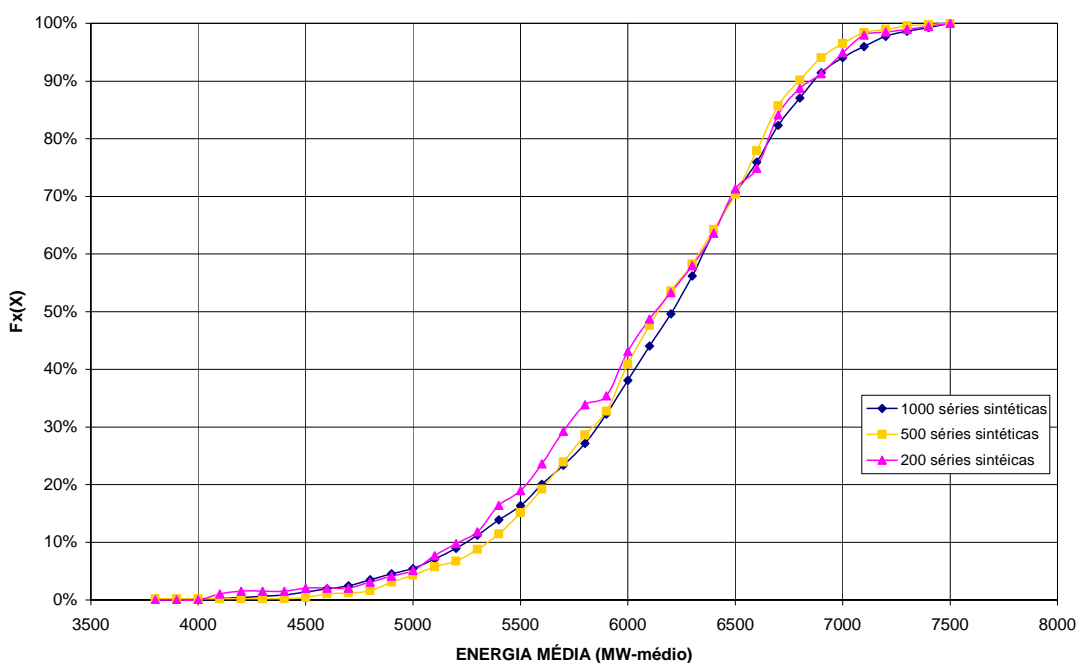
Local	Série Histórica	1000 Séries Sintéticas de 6 anos	500 Séries Sintéticas de 6 anos	200 Séries Sintéticas de 6 anos	Série Contínua com 500 anos
Três Marias	0,4867	0,2720	0,2645	0,2511	0,2787
Sobradinho	0,5426	0,3322	0,3135	0,3241	0,3451

Os resultados da **Tabela 7.3** mostram que há uma coerência entre os coeficientes de autocorrelação anual das séries geradas em paralelo (em traços de 6 anos) e a série contínua de 500 anos. Contudo, comparado os coeficientes das séries sintéticas com os das séries históricas, nota-se que

estas últimas apresentam uma persistência temporal anual mais elevada que a dos modelos estocásticos. Neste caso, os modelos estocásticos gerados pelo GESS não preservaram os coeficientes de correlação serial anual das séries históricas.

## 7.2 Resultados da Análise Estocástica

A partir do processamento do modelo de otimização com os três conjuntos de séries sintéticas (200, 500 e 1000 séries) foram calculadas as distribuições de probabilidades acumuladas de energia média correspondentes. Essas curvas são mostradas na **Figura 7.9**.



**Figura 7.9 – Curvas de Probabilidades Acumuladas de Energia Obtidas com Séries Sintéticas**

Observando-se as curvas da **Figura 7.9**, nota-se pouca diferença entre as distribuições relativas a cada caso. De forma a se avaliar estatisticamente a hipótese de igualdade dessas três distribuições, foi aplicado o teste de

Kolmogorov-Smirnov, conforme descrito em 4.2.1. Os resultados desse teste são mostrados na **Tabela 7.4**.

**Tabela 7.4 – Teste de Kolmogorov-Smirnov para as Distribuições de Probabilidades de Energia Obtidas com Séries Sintéticas**

	Teste entre Distribuições de Probabilidades de Energia Média		
	1000 séries e 500 séries	500 séries e 200 séries	1000 séries e 200 séries
Valor Crítico 90%	0,06764	0,10333	0,09573
Valor Crítico 95%	0,07540	0,11518	0,10671
Estatística "D"	0,03990	0.05304	0,06686

Os resultados da **Tabela 7.4** mostram que, para os níveis de significância de 90% e de 95%, a hipótese nula, ou seja, a igualdade entre as três distribuições, não pode ser descartada. Dessa forma, a partir desses resultados, pode-se admitir que qualquer das distribuições obtidas produz resultados estatisticamente similares. Contudo, analisando-se visualmente as curvas da **Figura 7.9**, observa-se uma melhor aderência entre as distribuições com 500 e 1000 séries sintéticas.

Dado que para algumas séries sintéticas com pouca disponibilidade hídrica não foi possível atender as restrições de vazões mínimas, tornou-se necessário flexibilizar tais restrições para que o problema resultasse numa solução viável.

O critério adotado foi o seguinte: no caso do problema ser inviável com as restrições originais, a restrição em Três Marias foi reduzida em 80% (vazão mínima igual a 400 m<sup>3</sup>/s). Se mesmo assim, o problema ainda continuasse a ser inviável, as restrições em Três Marias, Sobradinho e Xingó foram reduzidas em 50% (respectivamente, iguais a 250 m<sup>3</sup>/s, 650 m<sup>3</sup>/s e

650m<sup>3</sup>/s). Se mesmo com essa redução o problema ainda continuasse inviável, essas restrições não foram consideradas no problema.

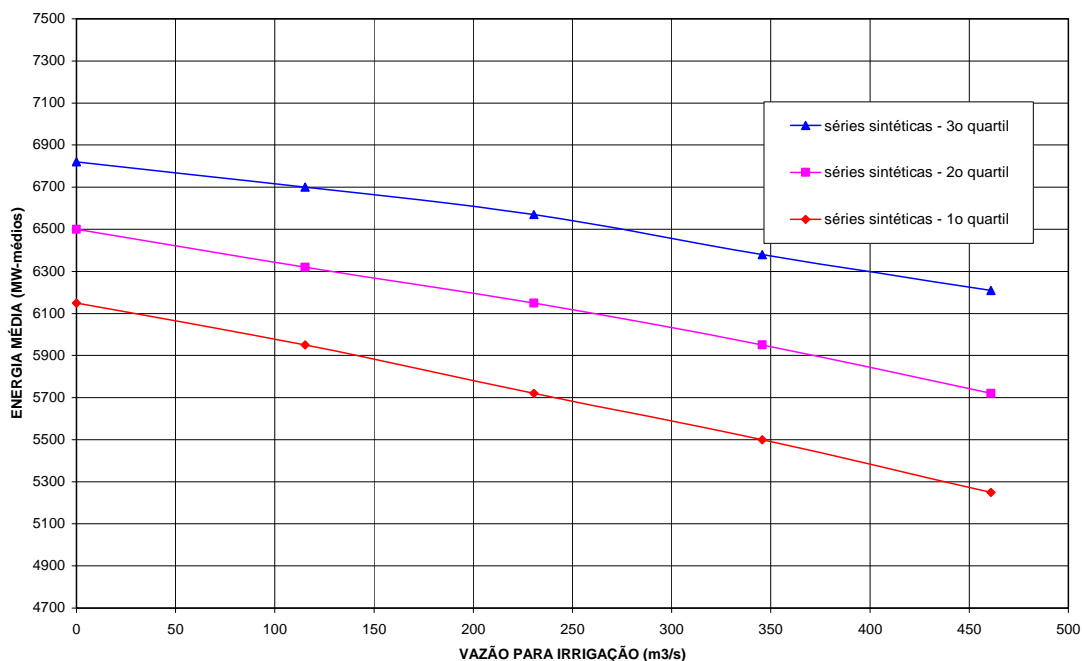
Essas alterações nas vazões mínimas implicam em interrupções para a navegação nos trechos a jusante dos reservatórios. Para se avaliar a magnitude dessas interrupções, foram calculadas as probabilidades de ocorrência dessas vazões mínimas para o caso de modelagem com 500 séries sintéticas. Esses resultados aparecem na **Tabela 7.5**.

**Tabela 7.5 – Probabilidades de Ocorrência de Vazões Mínimas a jusante dos Reservatórios**

TRÊS MARIAS		SOBRADINHO E XINGÓ	
VAZÃO MÍNIMA (m <sup>3</sup> /s)	Probabilidade (%)	VAZÃO MÍNIMA (m <sup>3</sup> /s)	Probabilidade (%)
menor que 250	2,20	menor que 650	2,20
igual a 250	9,20	igual a 650	9,20
igual a 400	14,80	igual a 1300	88,60
igual a 500	73,80	-	-
Obs.: As restrições de Q <sub>min</sub> são de 500 m <sup>3</sup> /s em Três Marias e de 1300 m <sup>3</sup> /s em Sobradinho e Xingó			

Os resultados da tabela anterior indicam que para 2,20% dos casos analisados a solução do problema só é viável com a desconsideração das restrições de vazão mínima. Os demais resultados indicam que a flexibilização dessas restrições não altera significativamente o uso da água para navegação na bacia.

Na seqüência dos trabalhos, foram traçadas as curvas de Pareto para o 1º, 2º e 3º quartís para modelagens com 500 séries sintéticas. Essas curvas são mostradas na **Figura 7.10**, e foram traçadas com base nas mesmas premissas indicadas em 6.3.



**Figura 7.10 – Curvas de Pareto com Séries Sintéticas**

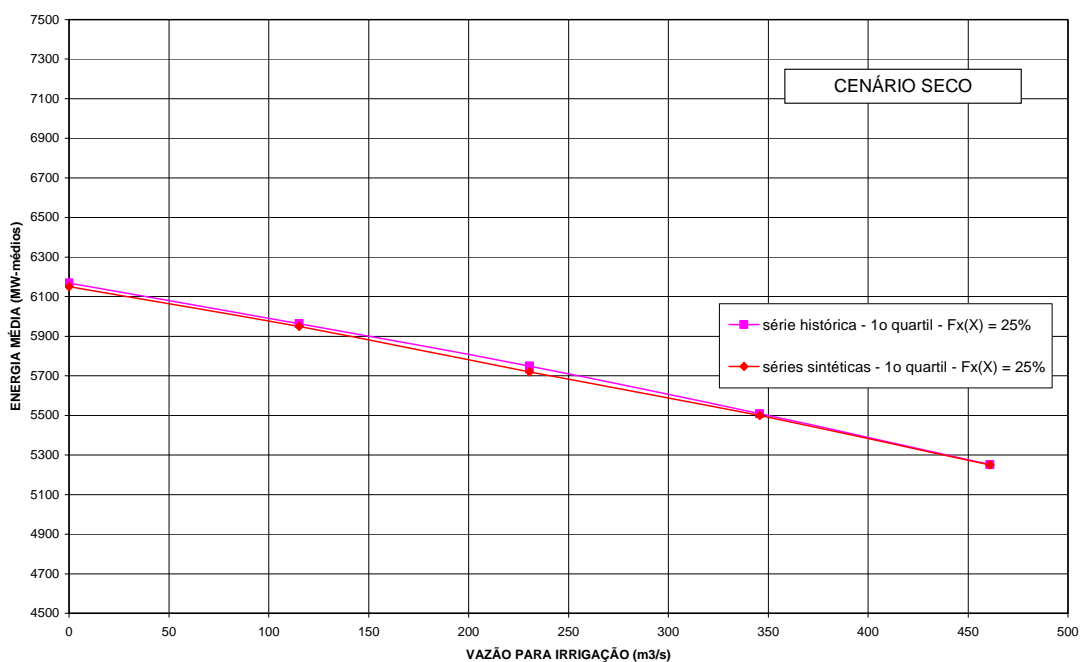
Os gradientes dessas curvas são  $-2,0$ ;  $-1,7$  e  $-1,3$  MW-médio/ $m^3/s$ , respectivamente, para o 1º, 2º e 3º quartil. Ou seja, esses números expressam o quanto se perde de energia em MW-médio por  $m^3/s$  derivado para irrigação. Esses valores expressam, de certa forma, o *trade-off* entre a geração hidrelétrica e a irrigação para cenários com probabilidades acumuladas iguais a 25%, 50% e 75%, respectivamente, ou seja, cenários seco, mediano e úmido.

### 7.2.1 Comparação com Resultados Obtidos a Partir de Séries Históricas

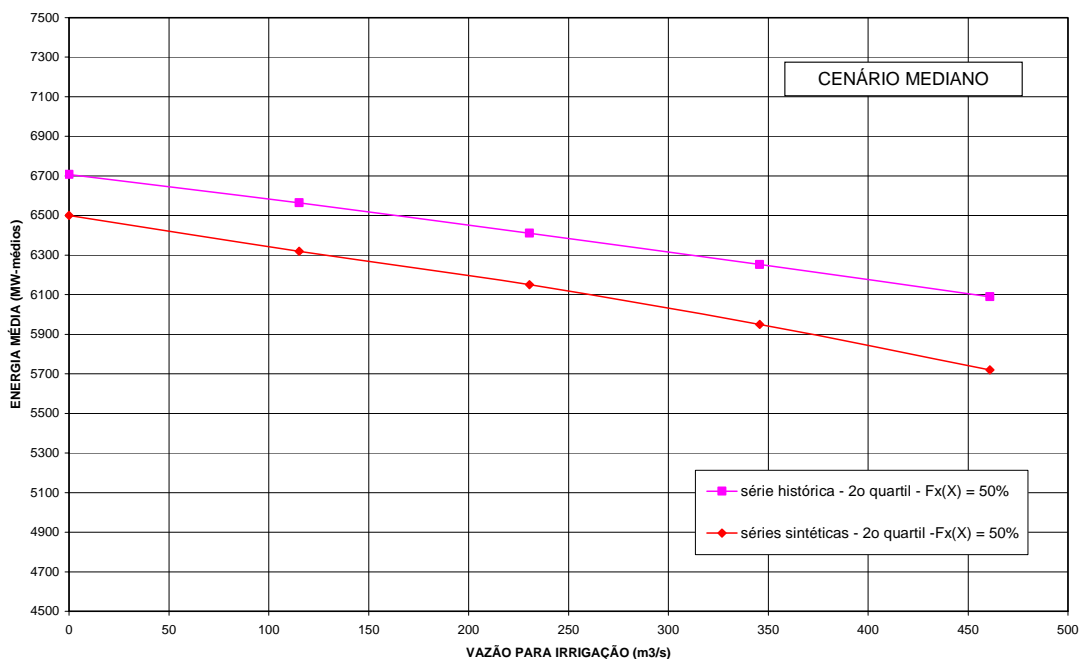
Os valores dos gradientes determinados para os cenários extraídos da série histórica, conforme visto em 6.3, são  $-2,0$ ;  $-1,3$  e  $-0,8$  MW-médio/ $m^3/s$ , respectivamente, para os cenários seco, mediano e úmido. Comparando-se esses números com os valores apresentados no item anterior, observa-se

para o cenário seco os mesmos valores do *trade-off* entre a irrigação e a geração hidrelétrica. Nos caso dos cenários mediano e úmido, os *trade-offs* obtidos com as séries sintéticas são mais acentuados que os correspondentes às séries históricas.

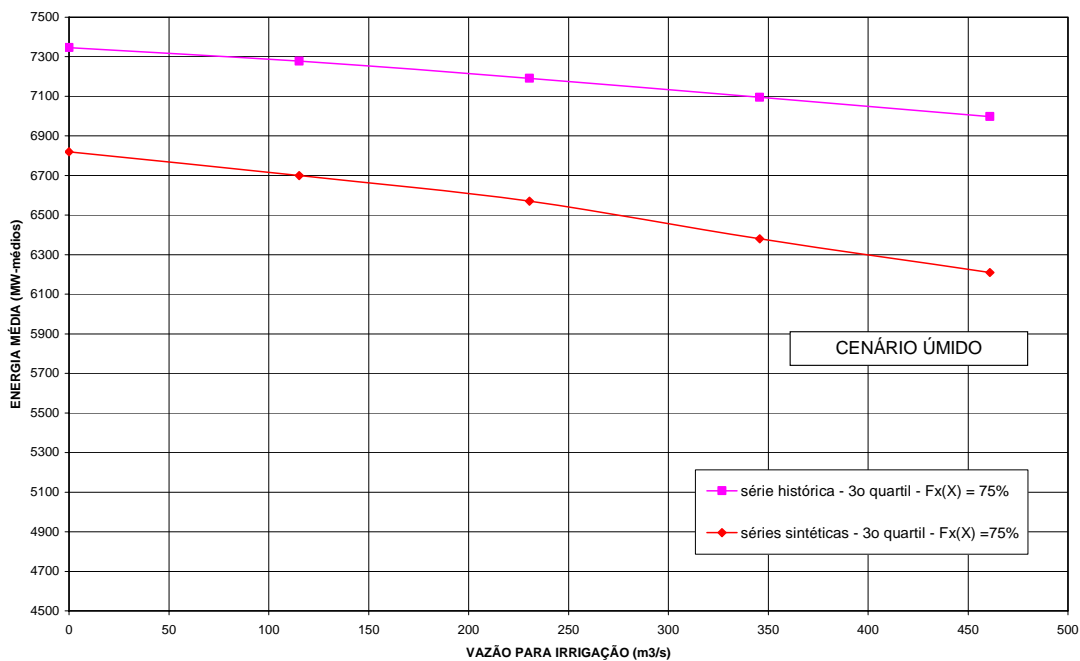
Nos gráficos das três figuras a seguir, são mostradas as curvas de Pareto obtidas com base na série histórica (vide item 6.3) e as obtidas a partir das séries sintéticas. Essas curvas foram traçadas para os três cenários hidrológicos em análise.



**Figura 7.11 – Curvas de Pareto – Comparação entre Séries Sintéticas e Série Histórica – Cenário Seco**



**Figura 7.12 – Curvas de Pareto – Comparação entre Séries Sintéticas e Série Histórica – Cenário Mediano**



**Figura 7.13 – Curvas de Pareto – Comparação entre Séries Sintéticas e Série Histórica – Cenário Úmido**

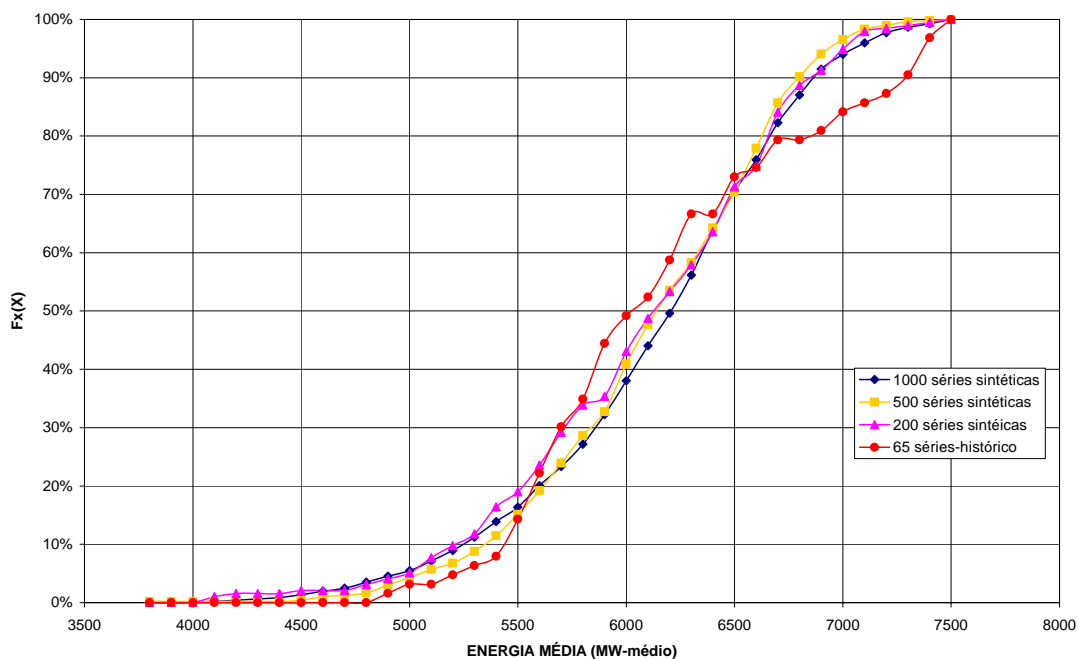


Os resultados apresentados na **Figura 7.11** mostram que, para o cenário seco, as curvas de Pareto, referentes aos dois casos em análise, são praticamente coincidentes. Na **Figura 7.12** e na **Figura 7.13**, que se referem, respectivamente, aos cenários mediano e úmido, nota-se que as curvas obtidas com a série histórica são superiores àquelas obtidas com as séries sintéticas. Com relação ao cenário mediano, verifica-se que o incremento da energia gerada está entre 3% e 6%, conforme a vazão utilizada para a irrigação. Para o cenário úmido, esse incremento varia entre 8% e 13%.

Esses resultados indicam que, para o cenário seco, é indiferente usar cenários hidrológicos extraídos da série histórica ou a geração de séries sintéticas. Para os cenários mediano e úmido, a utilização de séries sintéticas repercute em avaliações mais severas tanto dos *trade-offs* (gradientes mais acentuados) como dos valores da energia gerada.

Dando continuidade à análise de resultados produzidos pelo uso de séries sintéticas ou série histórica, foram geradas 65 séries com extensão de seis anos cada a partir dos dados das séries históricas de vazões médias mensais, disponíveis para o período 1931 a 2001. Dessa forma, cada série de 6 anos teve seu início no mês de maio de cada ano do traço histórico, até o ano de 1995.

A modelagem dessas 65 séries forneceu os resultados para o traçado da curva de probabilidades acumuladas da energia média gerada, analogamente como feito no caso das séries sintéticas. Essa distribuição de probabilidades é apresentada na **Figura 7.14**, juntamente com as distribuições já definidas com base nas séries sintéticas.



**Figura 7.14 – Curvas de Probabilidades Acumuladas de Energia  
Obtidas com Séries Sintéticas e Série Histórica**

A **Tabela 7.6** apresenta os resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov para verificação da aderência entre a distribuição de energia obtida com a série histórica e as distribuições encontradas com o uso de séries sintéticas. Esses resultados indicam novamente que a hipótese nula do teste não pode ser descartada, aos níveis de significância de 95% e 90%. Isso equivale a afirmar que, estatisticamente, a distribuição de probabilidades que resulta do uso dos traços históricos é semelhante às distribuições obtidas com as séries sintéticas. Contudo, a partir da análise visual das curvas da **Figura 7.14**, nota-se uma maior discrepância entre a distribuição devida aos traços históricos em relação àquelas resultantes da aplicação de séries sintéticas, principalmente nos extremos.

**Tabela 7.6 – Teste de Kolmogorov-Smirnov para as Distribuições de Probabilidades de Energia Obtidas com Séries Sintéticas e Série Histórica**

	<b>Teste entre Distribuições de Probabilidades de Energia Média</b>		
	1000 séries e histórico	500 séries e histórico	200 séries e histórico
Valor Crítico 90%	0,15861	0,16331	0,17680
Valor Crítico 95%	0,17681	0,18205	0,19709
Estatística "D"	0,12243	0,13117	0,12234

## 8 CONCLUSÕES

O enfoque deste trabalho é a análise da operação e do desempenho dos sistemas de reservatórios segundo a ótica dos usos múltiplos da água. Dado que em muitos sistemas há uma competição pela água entre os diversos usuários, esse tipo de enfoque leva inevitavelmente à determinação de regras para partilha da água. Essas regras são geralmente definidas a partir de métodos e critérios de alocação do recurso hídrico para cada setor usuário. Por sua vez, para uma alocação equilibrada e equânime desses recursos é necessário visualizar o desempenho do sistema de reservatórios de acordo com os critérios e métodos propostos. Assim, esse tipo de análise prospectiva só é possível a partir da utilização das técnicas de modelagem desses sistemas. Os trabalhos de modelagem foram desenvolvidos com base em modelos de otimização através da solução de problemas de Programação Não-Linear. Para tanto, foram utilizadas as ferramentas de programação matemática GAMS, para elaboração dos modelos, e o pacote de otimização MINOS, para solução desses problemas. Essas ferramentas foram utilizadas no desenvolvimento do modelo **SFPLUS**, que visa a otimização de sistemas de reservatórios com usos múltiplos. Deve-se salientar que a formulação desse modelo envolve uma metodologia que é genérica e que pode ser aplicada em diversos sistemas de reservatórios.

O estudo de caso analisado nesta tese refere-se ao sistema de reservatórios da bacia do rio São Francisco. Foram criados três cenários hidrológicos, com extensão de 6 anos cada um, a partir das séries históricas de vazão. Esses cenários foram denominados seco, mediano e úmido, e foram definidos com base nos critérios descritos no item 6.1. Conforme visto nos capítulos 4 e 5, que tratam dos aspectos teóricos e metodológicos do trabalho, inicialmente foi analisado o tratamento da otimização segundo os métodos das restrições e das ponderações, cujos resultados são apresentados no capítulo 6. Nessa fase, também foi considerada a análise segundo o enfoque da otimização econômica. Na seqüência, foram consideradas alternativas para tratamento

dos aspectos estocásticos do problema, a partir da geração de séries sintéticas de vazões afluentes e da utilização das séries históricas de vazões, conforme descrito no capítulo 7.

A análise segundo o método das restrições, quando a função-objetivo inclui apenas um dos usos da água e os demais usos são tratados como restrições, permite explicitar claramente as relações de troca (*trade-offs*) entre usos competitivos, conforme demonstram os gráficos da **Figura 6.4**. Nesses gráficos, estão traçadas as chamadas curvas de Pareto para a irrigação e a geração de energia. Para o cenário seco e o período crítico do sistema interligado, o *trade-off* do sistema São Francisco indica que para cada  $\text{m}^3/\text{s}$  utilizado na irrigação, perde-se cerca de 2 MW-médios, que ao longo de um ano totalizam 17,5 GWh de energia. Contudo, esse método não permite avaliar mais do que três usos.

O outro método analisado foi o método das ponderações, onde os usos competitivos são incluídos na função-objetivo. Nesse caso, cada uso é ponderado segundo um parâmetro que indica uma relação de prioridade no atendimento de um dado uso em relação aos demais. Os gráficos da **Figura 6.9** à **Figura 6.11** mostram as curvas de alocação entre a irrigação e a geração de energia na bacia do São Francisco. Essas curvas foram obtidas a partir de um critério de ponderação complementar em relação à unidade. Assim, a soma dos parâmetros de ponderação  $\alpha$  (energia) e  $\beta$  (irrigação) é igual a um. Cada um desses gráficos refere-se a um cenário hidrológico. Contudo, independente dos cenários considerados, nota-se que há uma região onde o *trade-off* entre a irrigação e a energia se dá de uma forma mais intensa. Essa região, no caso do São Francisco, corresponde aproximadamente a valores de  $\alpha$  entre 0,25 ( $\beta = 0,75$ ) e 0,60 ( $\beta = 0,40$ ). Fora dessa região encontram-se os limites máximos e mínimos para os dois usos. Neste caso, a análise de sensibilidade desses coeficientes permite avaliar as consequências de uma decisão que privilegie um uso em relação ao outro. Portanto, segundo esse tipo de análise, as soluções de compromisso para

exploração de um sistema depende da ponderação associada a cada uso, e a escolha desses coeficientes está sujeita a implicações de caráter subjetivo.

Uma outra forma de se utilizar o método das ponderações é através do uso de coeficientes que permitam a valorização econômica dos benefícios produzidos pelo sistema. Essa abordagem é apresentada em 6.4.1. Dessa forma, a análise se reduz ao que se chama de avaliação com objetivo único, ou seja, atenua-se o problema da subjetividade, mas em compensação o único objetivo considerado é a produção de benefícios econômicos. No caso estudado, os resultados da otimização econômica, conforme mostrado na **Tabela 6.3**, indicam uma ampla vantagem para atendimento integral das demandas de irrigação, mesmo havendo uma redução da energia gerada pelo sistema. Essa é uma constatação segundo o ponto de vista macroeconômico, apoiado sobre a tese que os sistemas de reservatórios de recursos hídricos são, em geral, de caráter público e que, via de regra, as consequências de seus resultados extrapolam os âmbitos local e regional.

Uma questão complementar analisada nesta fase dos estudos foi a avaliação da influência da cogitada transposição das águas do São Francisco para a região do Nordeste setentrional. As vazões atualmente em consideração são da ordem de 48 m<sup>3</sup>/s a partir de Cabrobó, situada a jusante de Sobradinho, e 16 m<sup>3</sup>/s a partir do lago de Itaparica. Segundo os resultados deste trabalho, essas vazões causam uma perda energética de cerca de 3% sobre o total da energia gerada no sistema São Francisco, nos períodos de baixa disponibilidade hídrica. Além disso, os valores dos *trade-offs* entre irrigação e energia são da mesma ordem de grandeza dos valores referentes à situação sem transposição.

Outro aspecto analisado dentro da ótica da utilização múltipla da água diz respeito à sua influência na operação dos reservatórios. No caso do São Francisco, os reservatórios com volumes úteis expressivos são Três Marias e Sobradinho. Os resultados das trajetórias de armazenamentos para os dois reservatórios, mostrados na **Figura 6.6** à **Figura 6.8**, indicam que eles tendem a operar em fase, com ou sem irrigação, independente do cenário

hidrológico. No caso de Sobradinho, no cenário seco, há uma utilização mais intensa dos volumes desse reservatório. Essa intensidade é um pouco mais pronunciada na situação com irrigação.

Na fase seguinte da pesquisa, foram desenvolvidos os estudos com modelos estocásticos voltados para a geração de séries sintéticas de vazões afluentes. Essas atividades foram desenvolvidas com o auxílio do programa GESS, apresentado em 4.2.2. Os resultados desses estudos são mostrados no capítulo 7.

Foram geradas séries com extensão de 6 anos em grupos com 200, 500 e 1000 séries sintéticas. Essas séries foram incluídas no modelo de otimização formulado segundo o método das restrições. A partir dos resultados desses processamentos, foram obtidas as curvas de probabilidades acumuladas das energias médias para cada grupo, que são mostradas na **Figura 7.9**. Segundo os resultados do teste de Kolmogorov-Smirnov, apresentados na **Tabela 7.4**, a hipótese nula do teste, ou seja, a igualdade entre as três distribuições, não pode ser descartada. Dessa forma, a partir desses resultados, pode-se concluir que qualquer das distribuições obtidas produz resultados estatisticamente similares. Analogamente, foi criado um grupo composto por séries com extensão de 6 anos a partir das séries históricas de vazões, cada série iniciando-se num ano do histórico. Isso resultou num grupo com 65 séries. Esse grupo também foi inserido no modelo de otimização resultando numa distribuição de probabilidades acumuladas para a energia média, mostrada na **Figura 7.14**. Essa distribuição foi também comparada com as distribuições obtidas a partir das séries sintéticas, com base no teste de Kolmogorov-Smirnov. Os resultados da **Tabela 7.6**, indicaram similaridade estatística entre a distribuição obtida com base no grupo derivado do histórico e aquelas obtidas a partir das séries sintéticas. Contudo, esse tipo de tratamento pode não ser estatisticamente adequado na medida em que essas séries derivadas do histórico não representam processos aleatórios independentes, pois são formadas a partir da superposição de eventos. Ou seja, uma série de 6 anos

não é totalmente independente da outra. Assim, é preferível adotar o tratamento estocástico com base na geração de séries sintéticas. Nesse caso, segundo os resultados deste estudo, o fato de se utilizar 200, 500 ou 1000 séries é estaticamente indiferente, segundo o teste do Kolmogorov-Smirnov.

Foram também traçadas e comparadas as curvas de Pareto obtidas com base nos cenários hidrológicos e aquelas obtidas a partir de séries sintéticas (grupo com 500 séries). Essas curvas são mostradas nos gráficos da **Figura 7.11** à **Figura 7.13**. Os resultados obtidos mostram que, para o cenário seco, as curvas de Pareto, referentes aos dois casos em análise, são praticamente coincidentes. Nos cenários mediano e úmido, nota-se que as curvas obtidas com a série histórica são superiores àquelas obtidas com as séries sintéticas. Para o cenário mediano, o aumento da energia gerada está entre 3% e 6%, conforme a vazão utilizada para a irrigação. Para o cenário úmido, esse incremento varia entre 8% e 13%. Esses resultados indicam que, para o cenário seco, é indiferente usar cenários hidrológicos extraídos da série histórica ou a geração de séries sintéticas. Para os cenários mediano e úmido, a utilização de séries sintéticas repercute em avaliações mais severas tanto dos *trade-offs* (gradientes mais acentuados) como dos valores da energia gerada (valores menores).

Um aspecto a ser sublinhado na utilização do programa GESS, que utiliza modelos estocásticos auto-regressivos periódicos, é que os coeficientes de autocorrelação serial anual das séries produzidas por esses modelos não conseguiram reproduzir de forma adequada os coeficientes de autocorrelação anual das séries históricas, conforme demonstram os resultados da **Tabela 7.3**.

Uma questão final a ser abordada nestas conclusões refere-se à utilização da ferramenta GAMS e do programa MINOS. O GAMS permitiu elaborar os diversos tipos de modelos utilizados nesta pesquisa com extrema facilidade, rapidez e flexibilidade. O uso do MINOS foi também extremamente benéfico na medida em que é um pacote de solução de problemas lineares e não



lineares que mostrou grande adaptabilidade para a solução dos problemas propostos, que envolvem uma série de funções monotônicas crescentes. Isso se refletiu de forma mais clara no processo de busca da solução ótima a partir de uma solução inicial pesquisada pelo próprio programa. Os resultados da análise de sensibilidade das soluções iniciais mostraram que há uma convergência para a solução ótima encontrada a partir da solução inicial definida pelo MINOS. Outro aspecto a ser destacado na integração GAMS/MINOS é o reduzido tempo de processamento dos modelos. Para o sistema da bacia do São Francisco, o tempo de processamento de cada cenário de 6 anos foi de aproximadamente 15 segundos, utilizando um computador equipado com processador Pentium IV-2.0 GHz e memória RAM de 512 Mbytes. No caso das séries sintéticas, o grupo com 1000 séries consumiu cerca de 2 horas e meia de processamento.

Na seqüência, apresenta-se um resumo dos aspectos conceituais que puderam ser avaliados a partir dos resultados deste trabalho. Deve-se ressaltar que alguns desses aspectos são restritos ao caso estudado e que eventuais extrapolações e generalizações para outros sistemas e outras situações devem ser encaradas com as devidas reservas e precauções.

- O método as restrições é mais fácil e direto de ser aplicado. Explicita claramente os *trade-offs* entre os usos competitivos. Ou seja, é possível avaliar o leque de opções das soluções de compromisso entre os usos ou usuários da água. Contudo, é um método que se aplica à análise de poucos usos (no máximo 3) devido à nossa limitação física para visualizar representações gráficas multidimensionais.
- O método das ponderações permite analisar um número maior de usos da água. Contudo, é necessário estabelecer a priori os coeficientes de ponderação entre os usos competitivos, o que introduz um certo grau de subjetividade à análise.

- Uma forma de contornar o problema dos coeficientes de ponderação é a otimização dos benefícios econômicos. Nesse caso, a análise se torna menos subjetiva.
- Considerando a análise estocástica, conclui-se que, para o caso estudado, o número de séries sintéticas não influi significativamente na forma das distribuições de probabilidades da energia gerada pelo modelo de otimização. Contudo, na comparação dos resultados do modelo obtidos com séries sintéticas e com séries históricas, nota-se que o modelo é sensível à utilização de séries sintéticas, principalmente quando se analisa os extremos das distribuições de probabilidades de energia.
- Na comparação entre as curvas de Pareto definidas com base em cenários hidrológicos derivados da série histórica e aquelas definidas com base na geração de séries sintéticas, essas curvas são quase coincidentes no caso dos cenários secos. Para os cenários medianos e úmidos, há uma tendência de subestimação das curvas traçadas com as séries sintéticas em comparação com às traçadas com base nas séries históricas. Ou seja, esses resultados indicam que análise com base na geração de séries sintéticas afeta as avaliações sobre os aspectos de usos múltiplos.

Com este trabalho buscou-se ampliar o foco sobre a questão da modelagem de sistemas de reservatórios com destaque para o uso múltiplo das águas. Essa premissa atende aos princípios da Política Nacional de Recursos Hídricos instituída pela Lei Federal nº 9.433. Espera-se que os resultados produzidos e as análises decorrentes venham a contribuir para aumentar o grau de entendimento sobre o tema nos meios técnicos e acadêmicos e, dessa forma, permitir que futuros desenvolvimentos nessa área possam incluir os aspectos aqui tratados.

Quanto ao prosseguimento dos estudos relacionados com a linha de pesquisa enfocada nesta tese, pode-se indicar:

- Estudos sobre a sensibilidade dos resultados do modelo de otimização proposto a outros métodos de geração de séries sintéticas, incluindo modelos estocásticos baseados na desagregação de vazões anuais em mensais que preservem o coeficiente de correlação serial anual.
- Avaliações mais profundas sobre a influência da solução inicial nos resultados da Programação Não-Linear adotada no modelo proposto.
- Tornar o modelo **SFPLUS** genérico e amigável através do desenvolvimento de estruturas de entrada de dados e geração de resultados e possibilitando a modelagem de sistemas com topologias diversas.
- Aplicações de outros *solvers* de Programação Não-Linear para solução do modelo de otimização proposto.

## ANEXO A – SÉRIES DE VAZÕES MÉDIAS MENSAIS

Observação: todos os valores de vazão em m<sup>3</sup>/s.

TRÊS MARIAS															
ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	min.	méd.	máx.
1931	792	1610	1890	1650	748	465	360	286	258	277	383	515	258	769	1890
1932	1250	832	619	371	262	251	220	169	143	211	524	1040	143	491	1250
1933	1830	970	786	592	484	374	309	265	206	267	371	1330	206	649	1830
1934	1130	467	411	326	259	174	163	144	151	166	259	459	144	342	1130
1935	1350	1920	1020	1250	671	371	273	235	224	216	311	765	216	717	1920
1936	526	517	948	561	347	220	176	145	150	171	467	771	145	417	948
1937	1350	1770	635	473	430	268	206	164	137	229	822	1730	137	684	1770
1938	1700	891	926	596	463	350	279	266	240	326	691	1590	240	693	1700
1939	2390	1970	824	648	484	358	307	253	223	370	392	672	223	741	2390
1940	1110	1390	1360	527	366	268	217	183	177	273	1050	1330	177	688	1390
1941	1860	907	926	1170	512	342	295	219	219	304	361	1110	219	685	1860
1942	1610	899	1290	674	397	296	235	189	211	305	826	1610	189	712	1610
1943	3250	1900	1620	885	612	471	399	345	293	377	682	1600	293	1036	3250
1944	784	1400	1140	744	416	317	269	220	181	213	391	918	181	583	1400
1945	1190	2130	1410	1420	818	581	455	347	297	364	964	2180	297	1013	2180
1946	2510	1020	1430	1220	623	449	356	282	267	327	659	732	267	823	2510
1947	1420	1700	2470	1300	624	457	382	300	361	380	604	1330	300	944	2470
1948	1460	1090	1050	572	331	275	212	177	151	217	737	1740	151	668	1740
1949	2120	3470	1590	970	692	528	430	340	272	392	557	1040	272	1033	3470
1950	930	1510	1110	785	500	378	290	229	208	277	787	1220	208	685	1510
1951	1060	1470	1400	1440	643	479	378	304	251	274	268	538	251	709	1470
1952	992	2040	2920	1240	654	457	406	330	357	268	570	812	268	920	2920
1953	365	529	735	754	364	257	200	162	162	241	536	1030	162	445	1030
1954	520	700	353	465	299	196	151	122	106	104	388	438	104	320	700
1955	952	569	521	560	214	181	134	106	93	211	394	1360	93	441	1360
1956	1000	609	985	367	412	347	227	203	185	178	286	1140	178	495	1140
1957	1390	1070	1290	1380	646	400	322	268	261	254	611	1330	254	768	1390
1958	759	817	674	464	345	269	261	189	242	324	325	476	189	429	817
1959	833	577	865	388	212	170	138	122	112	218	513	539	112	391	865
1960	1220	1260	1510	556	342	251	200	156	126	159	533	1280	126	633	1510
1961	2110	2210	1550	825	632	420	327	261	202	185	323	630	185	806	2210
1962	1670	1730	1310	597	400	320	248	204	226	337	545	2290	204	823	2290
1963	1780	1240	621	356	265	228	198	169	134	149	235	138	134	459	1780
1964	1180	1810	795	430	324	218	213	160	120	277	576	1030	120	594	1810
1965	2030	2990	2950	1140	722	480	382	311	243	587	755	1180	243	1147	2990
1966	2780	2320	1470	814	577	432	341	274	230	359	906	1410	230	993	2780
1967	2360	2210	1530	960	580	444	359	287	240	253	842	1250	240	943	2360
1968	1690	1210	1440	666	429	336	279	253	246	379	379	1250	246	713	1690
1969	925	859	555	404	273	241	197	167	148	302	1100	1140	148	526	1140

continua

continuação

<b>TRÊS MARIAS</b>															
<b>ano</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>mai</b>	<b>jun</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>	<b>mín.</b>	<b>média</b>	<b>máx.</b>
1970	1400	1070	737	527	326	260	234	191	242	328	526	348	191	516	1400
1971	260	200	331	202	130	158	116	92	131	224	614	2180	92	386	2180
1972	1060	1080	1130	802	416	306	308	235	207	453	1120	1160	207	690	1160
1973	1550	1340	1300	1110	580	407	342	253	219	355	729	1170	219	780	1550
1974	1640	785	1070	710	451	352	288	233	174	270	270	881	174	594	1640
1975	1670	1060	503	496	340	237	248	174	135	217	681	898	135	555	1670
1976	545	581	613	382	296	223	234	203	328	393	896	1620	203	526	1620
1977	1540	1410	687	663	370	293	225	172	207	186	526	877	172	596	1540
1978	1740	892	1010	532	405	401	303	225	200	260	583	1200	200	646	1740
1979	1760	3860	1820	1040	675	535	421	349	369	305	606	1180	305	1077	3860
1980	2700	2030	858	1040	533	463	392	290	254	237	474	1120	237	866	2700
1981	1480	805	739	628	391	372	268	241	185	525	1520	1950	185	759	1950
1982	2760	1830	2310	1500	778	576	448	354	271	379	432	980	271	1051	2760
1983	2880	3900	2340	2000	1220	1150	722	535	570	900	1570	2390	535	1681	3900
1984	1500	847	716	623	462	333	277	257	351	301	413	1360	257	620	1500
1985	2600	2640	2230	1180	742	557	438	351	330	349	493	742	330	1054	2640
1986	1970	1490	1010	579	470	351	320	316	222	181	218	866	181	666	1970
1987	1590	962	722	858	420	329	252	205	223	248	330	1230	205	614	1590
1988	822	1610	993	557	370	282	219	178	148	261	353	613	148	534	1610
1989	784	880	883	375	269	243	208	192	175	238	481	1140	175	489	1140
1990	1330	562	586	415	318	217	206	179	191	159	212	295	159	389	1330
1991	1760	1940	1420	1490	661	421	289	244	217	378	318	553	217	808	1940
1992	1770	3840	1440	920	745	470	359	286	309	417	1360	1360	286	1106	3840
1993	1260	1580	1260	927	517	459	326	268	243	304	292	490	243	660	1580
1994	2380	850	1300	692	593	402	318	242	185	185	261	736	185	679	2380
1995	578	1668	1030	682	469	315	248	185	173	259	402	1066	173	590	1668
1996	1710	679	711	429	311	236	189	172	196	176	1005	1301	172	593	1710
1997	3957	1373	1367	896	568	524	352	271	243	314	414	1499	243	981	3957
1998	1206	1261	802	500	412	368	253	232	168	207	552	673	168	553	1261
1999	904	596	1629	521	317	217	178	96	99	126	603	756	96	503	1629
2000	1194	1993	1444	677	406	299	228	155	233	108	563	912	108	684	1993
2001	736	314	436	202	147	128	106	97	114	191	427	849	97	312	849
<b>méd.</b>	<b>1510</b>	<b>1416</b>	<b>1160</b>	<b>770</b>	<b>472</b>	<b>355</b>	<b>283</b>	<b>229</b>	<b>216</b>	<b>284</b>	<b>580</b>	<b>1089</b>	<b>202</b>	<b>697</b>	<b>1898</b>

SOBRADINHO															
ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	mín.	méd.	máx.
1931	4674	4803	6628	7331	4465	2395	1867	1617	1446	1373	1933	2205	<b>1373</b>	<b>3395</b>	<b>7331</b>
1932	4034	4529	3211	1974	1422	1289	1173	993	902	980	2104	3592	<b>902</b>	<b>2184</b>	<b>4529</b>
1933	5011	5513	3426	2690	1902	1354	1248	1070	912	1192	1796	3334	<b>912</b>	<b>2454</b>	<b>5513</b>
1934	6107	4220	2295	1613	1782	1165	994	894	796	874	902	1603	<b>796</b>	<b>1937</b>	<b>6107</b>
1935	4517	5439	5406	4714	3737	2008	1554	1234	1053	1077	1175	2583	<b>1053</b>	<b>2875</b>	<b>5439</b>
1936	2693	2661	4171	2761	2107	1297	1089	931	858	884	1595	2721	<b>858</b>	<b>1981</b>	<b>4171</b>
1937	4640	5595	4239	2885	2234	1452	1228	1034	897	917	2392	4700	<b>897</b>	<b>2684</b>	<b>5595</b>
1938	6305	4234	3847	2369	1611	1417	1155	1031	954	911	1536	2955	<b>911</b>	<b>2360</b>	<b>6305</b>
1939	5093	5895	4888	2153	1625	1256	1104	1033	933	1282	1017	1705	<b>933</b>	<b>2332</b>	<b>5895</b>
1940	3101	4736	5497	4295	1911	1413	1185	1052	858	923	2135	3790	<b>858</b>	<b>2575</b>	<b>5497</b>
1941	5002	4420	4129	4789	2718	1656	1420	1257	1019	1134	1667	2312	<b>1019</b>	<b>2627</b>	<b>5002</b>
1942	4621	4417	5274	3357	2271	1544	1297	1114	1021	1321	2271	5167	<b>1021</b>	<b>2806</b>	<b>5274</b>
1943	6183	9463	7963	5094	2878	2110	1771	1519	1286	1391	2202	5147	<b>1286</b>	<b>3917</b>	<b>9463</b>
1944	6325	4860	4746	3726	2515	1735	1465	1275	1100	959	1649	3845	<b>959</b>	<b>2850</b>	<b>6325</b>
1945	5629	6941	7969	7147	8760	3936	2588	2075	1700	1975	3264	5590	<b>1700</b>	<b>4798</b>	<b>8760</b>
1946	7281	10073	4592	5588	3578	2450	2006	1722	1494	1515	2168	3766	<b>1494</b>	<b>3853</b>	<b>10073</b>
1947	3746	5139	5702	7280	4315	2350	1939	1623	1610	1433	3109	4245	<b>1433</b>	<b>3541</b>	<b>7280</b>
1948	6340	4517	5418	4013	2207	1843	1578	1356	1203	1321	1501	5152	<b>1203</b>	<b>3037</b>	<b>6340</b>
1949	7846	9216	13040	7131	3496	2586	2151	1817	1544	1461	2925	2941	<b>1461</b>	<b>4679</b>	<b>13040</b>
1950	4447	4712	3457	3780	2617	1739	1512	1301	1072	1262	2135	4124	<b>1072</b>	<b>2680</b>	<b>4712</b>
1951	4175	4152	4435	4851	2518	1842	1483	1272	1099	1023	938	1638	<b>938</b>	<b>2452</b>	<b>4851</b>
1952	3306	4714	5788	6934	3253	1967	1600	1307	1188	1132	1778	3389	<b>1132</b>	<b>3030</b>	<b>6934</b>
1953	3559	1789	2681	3736	1930	1303	1103	967	852	1156	1407	3185	<b>852</b>	<b>1972</b>	<b>3736</b>
1954	4401	2775	2776	2425	1439	1195	974	847	710	640	876	3540	<b>640</b>	<b>1883</b>	<b>4401</b>
1955	2306	4047	2161	2611	1432	1067	894	782	671	655	1973	3301	<b>655</b>	<b>1825</b>	<b>4047</b>
1956	5366	2211	4581	2538	1768	1634	1320	1061	897	835	1464	3683	<b>835</b>	<b>2280</b>	<b>5366</b>
1957	5944	7114	6899	7959	5810	2762	2027	1638	1366	1516	1411	4338	<b>1366</b>	<b>4065</b>	<b>7959</b>
1958	3619	5208	3381	3099	2415	1691	1406	1414	1121	1512	1833	1794	<b>1121</b>	<b>2374</b>	<b>5208</b>
1959	3597	3655	3490	2702	1357	1132	1008	898	813	841	1595	2707	<b>813</b>	<b>1983</b>	<b>3655</b>
1960	3287	5725	6119	6052	2461	1757	1380	1143	970	894	1071	4167	<b>894</b>	<b>2919</b>	<b>6119</b>
1961	5323	6270	5593	3445	2395	1745	1349	1159	972	880	1018	1583	<b>880</b>	<b>2644</b>	<b>6270</b>
1962	3183	4800	3643	2829	2048	1640	1526	1080	841	1108	1787	3241	<b>841</b>	<b>2310</b>	<b>4800</b>
1963	5965	6776	3580	1729	1418	1133	1021	903	786	689	924	1127	<b>689</b>	<b>2171</b>	<b>6776</b>
1964	3528	7716	5404	2713	1648	1214	1009	932	746	805	2829	4148	<b>746</b>	<b>2724</b>	<b>7716</b>
1965	5082	5655	6268	6178	2910	1871	1527	1269	1030	1460	2630	4122	<b>1030</b>	<b>3333</b>	<b>6268</b>
1966	4434	6989	6760	4481	2571	1917	1505	1322	1059	1272	1996	2782	<b>1059</b>	<b>3091</b>	<b>6989</b>
1967	5106	5105	4351	3775	2529	1598	1421	1351	1210	1136	1756	3800	<b>1136</b>	<b>2761</b>	<b>5106</b>
1968	5970	4441	6461	5223	2343	1654	1418	1277	1206	1264	1718	4322	<b>1206</b>	<b>3108</b>	<b>6461</b>
1969	3148	3920	3842	2361	1682	1212	1119	1005	831	940	2366	4775	<b>831</b>	<b>2267</b>	<b>4775</b>

continua

continuação

SOBRADINHO															
ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	mín.	méd.	máx.
1970	5909	6559	4792	2675	1959	1421	1143	1002	1156	1565	2830	2672	1002	2807	6559
1971	1722	1467	1693	1432	1121	950	894	747	690	1080	2182	6257	690	1686	6257
1972	5150	2981	3509	3049	1809	1254	1127	1010	825	1268	1879	4029	825	2324	5150
1973	4800	3880	3418	4611	2191	1554	1311	1026	888	1196	3007	4377	888	2688	4800
1974	4696	3341	3284	5232	2992	1830	1486	1250	1058	1161	1877	2349	1058	2546	5232
1975	4230	4180	2427	2468	1951	1233	1132	955	742	1008	2252	2766	742	2112	4230
1976	2128	2001	2187	1826	1092	1085	851	847	1031	1420	2234	4825	847	1794	4825
1977	4751	6278	2358	2147	1875	1355	1147	933	867	1188	1379	2708	867	2249	6278
1978	5561	5227	6502	4274	2591	2193	1615	1350	1140	1326	1899	3601	1140	3107	6502
1979	5740	9301	15364	6666	3349	2679	2031	1700	1631	1587	2748	3101	1587	4658	15364
1980	5472	9415	10501	4409	3190	2200	1961	1634	1426	1455	1843	4164	1426	3972	10501
1981	5706	4862	2848	5484	2789	2203	1639	1412	1259	1698	3942	6366	1259	3351	6366
1982	6757	8455	6786	7129	3593	2693	2037	1732	1543	1459	1600	1868	1459	3804	8455
1983	3985	7394	9868	6869	4153	2600	2294	1744	1579	1992	3443	5970	1579	4324	9868
1984	6468	3020	2599	3382	1947	1437	1239	1083	1237	1347	1626	3823	1083	2434	6468
1985	5116	8340	6266	4775	2465	1795	1464	1278	1169	1459	1957	2887	1169	3248	8340
1986	6518	7222	4724	2186	1823	1413	1240	1212	1149	944	1147	1686	944	2605	7222
1987	3263	2745	2385	2833	1635	1207	982	845	744	911	1382	3783	744	1893	3783
1988	5485	3542	4297	2840	1840	1277	1026	904	809	899	1546	2350	809	2235	5485
1989	3707	2488	3051	1738	1198	976	940	880	858	971	1702	4436	858	1912	4436
1990	9475	3325	3281	2033	1470	1166	1121	969	967	863	1234	1537	863	2287	9475
1991	3087	5456	4698	5730	2375	1553	1203	1013	879	1273	1919	2996	879	2682	5730
1992	4059	9713	13254	3689	2865	1892	1585	1351	1186	1679	4168	4549	1186	4166	13254
1993	5878	4531	4437	2774	1992	1610	1330	1097	980	1199	1134	1820	980	2398	5878
1994	5681	4839	4786	4992	2135	1662	1365	1099	939	842	988	3057	842	2699	5681
1995	2950	2777	2923	2742	1776	1242	1010	865	706	797	1762	2780	706	1861	2950
1996	4811	2106	2141	1642	1219	988	782	726	781	758	1488	3360	726	1733	4811
1997	6520	4858	4440	4211	2512	1839	1367	1076	890	962	1157	3333	890	2764	6520
1998	3416	3369	3536	1821	1294	1161	893	796	674	966	1969	3233	674	1927	3536
1999	3180	1697	4381	2436	1290	979	873	743	645	705	1473	3289	645	1808	4381
2000	4304	5383	4518	3639	1771	1283	1068	918	1002	815	1658	3643	815	2500	5383
2001	3374	1767	1796	1396	970	916	781	713	722	894	1221	2276	713	1402	3374
<b>méd.</b>	<b>4772</b>	<b>5028</b>	<b>4890</b>	<b>3852</b>	<b>2385</b>	<b>1648</b>	<b>1357</b>	<b>1162</b>	<b>1031</b>	<b>1150</b>	<b>1880</b>	<b>3423</b>	<b>996</b>	<b>2715</b>	<b>6298</b>



ITAPARICA															
ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	mín.	méd.	máx.
1931	4674	4803	6628	7331	4465	2395	1867	1617	1446	1373	1933	2205	<b>1373</b>	<b>3395</b>	<b>7331</b>
1932	4034	4529	3211	1974	1422	1289	1173	993	902	980	2104	3592	<b>902</b>	<b>2184</b>	<b>4529</b>
1933	5011	5513	3426	2690	1902	1354	1248	1070	912	1192	1796	3334	<b>912</b>	<b>2454</b>	<b>5513</b>
1934	6107	4220	2295	1613	1782	1165	994	894	796	874	902	1603	<b>796</b>	<b>1937</b>	<b>6107</b>
1935	4517	5439	5406	4714	3737	2008	1554	1234	1053	1077	1175	2583	<b>1053</b>	<b>2875</b>	<b>5439</b>
1936	2693	2661	4171	2761	2107	1297	1089	931	858	884	1595	2721	<b>858</b>	<b>1981</b>	<b>4171</b>
1937	4724	5872	4518	3261	2522	1452	1228	1034	897	917	2392	4858	<b>897</b>	<b>2806</b>	<b>5872</b>
1938	6480	4358	4042	2574	1738	1417	1155	1031	954	911	1536	2955	<b>911</b>	<b>2429</b>	<b>6480</b>
1939	5093	5895	4888	2153	1625	1256	1104	1033	933	1282	1017	1705	<b>933</b>	<b>2332</b>	<b>5895</b>
1940	3167	5159	6296	4445	2002	1413	1185	1052	858	923	2135	3790	<b>858</b>	<b>2702</b>	<b>6296</b>
1941	5002	4420	4672	4829	2718	1656	1420	1257	1019	1134	1667	2312	<b>1019</b>	<b>2675</b>	<b>5002</b>
1942	4621	4417	5274	3357	2271	1544	1297	1114	1021	1321	2271	5220	<b>1021</b>	<b>2811</b>	<b>5274</b>
1943	6274	9698	8081	5094	2878	2110	1771	1519	1286	1391	2202	5147	<b>1286</b>	<b>3954</b>	<b>9698</b>
1944	6325	4860	4746	3726	2515	1735	1465	1275	1100	959	1649	3900	<b>959</b>	<b>2855</b>	<b>6325</b>
1945	5714	7001	8026	7378	8760	3936	2588	2075	1700	1975	3264	5590	<b>1700</b>	<b>4834</b>	<b>8760</b>
1946	7281	10073	4592	5588	3578	2450	2006	1722	1494	1515	2168	3766	<b>1494</b>	<b>3853</b>	<b>10073</b>
1947	3746	5139	6609	7655	4315	2350	1939	1623	1610	1433	3109	4245	<b>1433</b>	<b>3648</b>	<b>7655</b>
1948	6340	4517	5418	4013	2207	1843	1578	1356	1203	1321	1501	5152	<b>1203</b>	<b>3037</b>	<b>6340</b>
1949	7846	9216	13040	7131	3496	2586	2151	1817	1544	1461	2925	2941	<b>1461</b>	<b>4679</b>	<b>13040</b>
1950	4447	4712	3457	3780	2617	1739	1512	1301	1072	1262	2135	4124	<b>1072</b>	<b>2680</b>	<b>4712</b>
1951	4175	4152	4435	4851	2518	1842	1483	1272	1099	1023	938	1638	<b>938</b>	<b>2452</b>	<b>4851</b>
1952	3306	4714	5788	6934	3253	1967	1600	1307	1188	1132	1778	3389	<b>1132</b>	<b>3030</b>	<b>6934</b>
1953	3559	1789	2681	3736	1930	1303	1103	967	852	1156	1407	3185	<b>852</b>	<b>1972</b>	<b>3736</b>
1954	4401	2775	2776	2425	1439	1195	974	847	710	640	876	3540	<b>640</b>	<b>1883</b>	<b>4401</b>
1955	2306	4047	2161	2611	1432	1067	894	782	671	655	1973	3301	<b>655</b>	<b>1825</b>	<b>4047</b>
1956	5366	2211	4581	2538	1768	1634	1320	1061	897	835	1464	3683	<b>835</b>	<b>2280</b>	<b>5366</b>
1957	5944	7114	7402	8268	5810	2762	2027	1638	1366	1516	1411	4338	<b>1366</b>	<b>4133</b>	<b>8268</b>
1958	3619	5208	3381	3099	2415	1691	1406	1414	1121	1512	1833	1794	<b>1121</b>	<b>2374</b>	<b>5208</b>
1959	3597	3655	3490	2702	1357	1132	1008	898	813	841	1595	2707	<b>813</b>	<b>1983</b>	<b>3655</b>
1960	3362	5865	9187	6525	2546	1818	1380	1143	970	894	1071	4167	<b>894</b>	<b>3244</b>	<b>9187</b>
1961	5366	6375	5650	3445	2395	1745	1349	1159	972	880	1018	1583	<b>880</b>	<b>2661</b>	<b>6375</b>
1962	3183	4800	3643	2829	2048	1640	1526	1080	841	1108	1787	3241	<b>841</b>	<b>2310</b>	<b>4800</b>
1963	5977	6915	3629	1782	1418	1133	1021	903	786	689	924	1279	<b>689</b>	<b>2205</b>	<b>6915</b>
1964	3842	8116	5584	3166	1747	1214	1009	932	746	805	2829	4148	<b>746</b>	<b>2845</b>	<b>8116</b>
1965	5082	5758	6290	6307	2910	1871	1527	1269	1030	1460	2630	4122	<b>1030</b>	<b>3355</b>	<b>6307</b>
1966	4434	6989	6760	4748	2604	1917	1505	1322	1059	1272	1996	2782	<b>1059</b>	<b>3116</b>	<b>6989</b>
1967	5106	5105	4634	4545	2755	1632	1421	1351	1210	1136	1756	3800	<b>1136</b>	<b>2871</b>	<b>5106</b>
1968	5970	4441	6948	5223	2542	1654	1418	1277	1206	1264	1718	4322	<b>1206</b>	<b>3165</b>	<b>6948</b>
1969	3148	3920	3842	2361	1682	1212	1119	1005	831	940	2366	4775	<b>831</b>	<b>2267</b>	<b>4775</b>

continua

continuação

ITAPARICA															
ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	mín.	méd.	máx.
1970	6130	6600	4864	2748	1959	1421	1143	1002	1156	1565	2830	2672	1002	2841	6600
1971	1722	1467	1764	1785	1170	950	894	747	690	1080	2182	6257	690	1726	6257
1972	5150	2981	3509	3049	1809	1254	1127	1010	825	1268	1879	4029	825	2324	5150
1973	4800	3880	3601	4689	2285	1554	1311	1026	888	1196	3007	4377	888	2718	4800
1974	4696	3985	4465	6382	3092	1830	1486	1250	1058	1161	1877	2349	1058	2803	6382
1975	4230	4180	2689	2622	2017	1233	1132	955	742	1008	2252	2766	742	2152	4230
1976	2150	2120	2226	1883	1092	1085	851	847	1031	1420	2234	4825	847	1814	4825
1977	4773	6446	2394	2224	1886	1436	1147	933	867	1188	1379	2708	867	2282	6446
1978	5593	5395	6756	4322	2810	2193	1615	1350	1140	1326	1899	3707	1140	3175	6756
1979	5937	9360	15407	6763	3446	2679	2031	1700	1631	1587	2748	3214	1587	4709	15407
1980	5625	9991	10501	4409	3190	2200	1961	1634	1426	1455	1843	4208	1426	4037	10501
1981	5823	4899	3869	5830	2907	2203	1639	1412	1259	1698	3942	6366	1259	3487	6366
1982	6757	8455	6786	7129	3593	2693	2037	1732	1543	1459	1600	1949	1459	3811	8455
1983	4099	7692	9985	6943	4153	2600	2294	1744	1579	1992	3443	5970	1579	4374	9985
1984	6468	3020	2649	3953	2014	1437	1239	1083	1237	1347	1626	3823	1083	2491	6468
1985	5308	8819	7051	6944	2975	1912	1464	1278	1169	1459	1957	3072	1169	3617	8819
1986	6518	7618	5178	2401	1884	1413	1240	1212	1149	944	1147	1686	944	2699	7618
1987	3263	2745	2666	2924	1685	1207	982	845	744	911	1382	3783	744	1928	3783
1988	5750	3542	4804	3684	2108	1376	1133	966	837	925	1620	2350	837	2425	5750
1989	3707	2488	3051	1738	1198	976	940	880	858	971	1744	5376	858	1994	5376
1990	9676	3325	3281	2033	1470	1166	1121	969	967	863	1234	1537	863	2303	9676
1991	3092	5461	4823	5735	2380	1558	1208	1018	884	1278	1924	3001	884	2697	5735
1992	4393	10079	13257	3692	2866	1895	1588	1354	1189	1682	4171	4552	1189	4226	13257
1993	5885	4538	4444	2781	1999	1617	1337	1104	987	1206	1141	1827	987	2405	5885
1994	5685	4843	4790	4996	2139	1666	1369	1103	943	846	992	3061	846	2703	5685
1995	2950	2898	3051	2843	1776	1264	1019	865	726	803	1812	2908	726	1910	3051
1996	4811	2106	2197	1900	1219	1046	805	728	781	779	1572	3438	728	1782	4811
1997	6520	4858	4440	4211	2512	1839	1367	1076	890	962	1157	3333	890	2764	6520
1998	3416	3369	3536	1821	1294	1161	893	796	674	966	1969	3233	674	1927	3536
1999	3180	1697	4381	2436	1323	979	873	743	645	705	1473	3289	645	1810	4381
2000	4304	5446	4660	3639	1771	1283	1068	918	1002	815	1658	3643	815	2517	5446
2001	3374	1767	1796	1396	970	916	781	713	722	894	1221	2276	713	1402	3374
<b>méd.</b>	<b>4812</b>	<b>5106</b>	<b>5078</b>	<b>4001</b>	<b>2426</b>	<b>1654</b>	<b>1359</b>	<b>1163</b>	<b>1032</b>	<b>1151</b>	<b>1884</b>	<b>3452</b>	<b>997</b>	<b>2760</b>	<b>6448</b>

COMPLEXO PAULO AFONSO-MOXOTÓ															
ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	mín.	méd.	máx.
1931	4674	4803	6628	7331	4465	2395	1867	1617	1446	1373	1933	2205	<b>1373</b>	<b>3395</b>	<b>7331</b>
1932	4034	4529	3211	1974	1422	1289	1173	993	902	980	2104	3592	<b>902</b>	<b>2184</b>	<b>4529</b>
1933	5011	5513	3426	2690	1902	1354	1248	1070	912	1192	1796	3334	<b>912</b>	<b>2454</b>	<b>5513</b>
1934	6107	4220	2295	1613	1782	1165	994	894	796	874	902	1603	<b>796</b>	<b>1937</b>	<b>6107</b>
1935	4517	5439	5406	4714	3737	2008	1554	1234	1053	1077	1175	2583	<b>1053</b>	<b>2875</b>	<b>5439</b>
1936	2693	2661	4171	2761	2107	1297	1089	931	858	884	1595	2721	<b>858</b>	<b>1981</b>	<b>4171</b>
1937	4724	5872	4518	3261	2522	1452	1228	1034	897	917	2392	4858	<b>897</b>	<b>2806</b>	<b>5872</b>
1938	6480	4358	4042	2574	1738	1417	1155	1031	954	911	1536	2955	<b>911</b>	<b>2429</b>	<b>6480</b>
1939	5093	5895	4888	2153	1625	1256	1104	1033	933	1282	1017	1705	<b>933</b>	<b>2332</b>	<b>5895</b>
1940	3167	5159	6296	4445	2002	1413	1185	1052	858	923	2135	3790	<b>858</b>	<b>2702</b>	<b>6296</b>
1941	5002	4420	4672	4829	2718	1656	1420	1257	1019	1134	1667	2312	<b>1019</b>	<b>2675</b>	<b>5002</b>
1942	4621	4417	5274	3357	2271	1544	1297	1114	1021	1321	2271	5220	<b>1021</b>	<b>2811</b>	<b>5274</b>
1943	6274	9698	8081	5094	2878	2110	1771	1519	1286	1391	2202	5147	<b>1286</b>	<b>3954</b>	<b>9698</b>
1944	6325	4860	4746	3726	2515	1735	1465	1275	1100	959	1649	3900	<b>959</b>	<b>2855</b>	<b>6325</b>
1945	5714	7001	8026	7378	8760	3936	2588	2075	1700	1975	3264	5590	<b>1700</b>	<b>4834</b>	<b>8760</b>
1946	7281	10073	4592	5588	3578	2450	2006	1722	1494	1515	2168	3766	<b>1494</b>	<b>3853</b>	<b>10073</b>
1947	3746	5139	6609	7655	4315	2350	1939	1623	1610	1433	3109	4245	<b>1433</b>	<b>3648</b>	<b>7655</b>
1948	6340	4517	5418	4013	2207	1843	1578	1356	1203	1321	1501	5152	<b>1203</b>	<b>3037</b>	<b>6340</b>
1949	7846	9216	13040	7131	3496	2586	2151	1817	1544	1461	2925	2941	<b>1461</b>	<b>4679</b>	<b>13040</b>
1950	4447	4712	3457	3780	2617	1739	1512	1301	1072	1262	2135	4124	<b>1072</b>	<b>2680</b>	<b>4712</b>
1951	4175	4152	4435	4851	2518	1842	1483	1272	1099	1023	938	1638	<b>938</b>	<b>2452</b>	<b>4851</b>
1952	3306	4714	5788	6934	3253	1967	1600	1307	1188	1132	1778	3389	<b>1132</b>	<b>3030</b>	<b>6934</b>
1953	3559	1789	2681	3736	1930	1303	1103	967	852	1156	1407	3185	<b>852</b>	<b>1972</b>	<b>3736</b>
1954	4401	2775	2776	2425	1439	1195	974	847	710	640	876	3540	<b>640</b>	<b>1883</b>	<b>4401</b>
1955	2306	4047	2161	2611	1432	1067	894	782	671	655	1973	3301	<b>655</b>	<b>1825</b>	<b>4047</b>
1956	5366	2211	4581	2538	1768	1634	1320	1061	897	835	1464	3683	<b>835</b>	<b>2280</b>	<b>5366</b>
1957	5944	7114	7402	8268	5810	2762	2027	1638	1366	1516	1411	4338	<b>1366</b>	<b>4133</b>	<b>8268</b>
1958	3619	5208	3381	3099	2415	1691	1406	1414	1121	1512	1833	1794	<b>1121</b>	<b>2374</b>	<b>5208</b>
1959	3597	3655	3490	2702	1357	1132	1008	898	813	841	1595	2707	<b>813</b>	<b>1983</b>	<b>3655</b>
1960	3362	5865	9187	6525	2546	1818	1380	1143	970	894	1071	4167	<b>894</b>	<b>3244</b>	<b>9187</b>
1961	5366	6375	5650	3445	2395	1745	1349	1159	972	880	1018	1583	<b>880</b>	<b>2661</b>	<b>6375</b>
1962	3183	4800	3643	2829	2048	1640	1526	1080	841	1108	1787	3241	<b>841</b>	<b>2310</b>	<b>4800</b>
1963	5977	6915	3629	1782	1418	1133	1021	903	786	689	924	1279	<b>689</b>	<b>2205</b>	<b>6915</b>
1964	3842	8116	5584	3166	1747	1214	1009	932	746	805	2829	4148	<b>746</b>	<b>2845</b>	<b>8116</b>
1965	5082	5758	6290	6307	2910	1871	1527	1269	1030	1460	2630	4122	<b>1030</b>	<b>3355</b>	<b>6307</b>
1966	4434	6989	6760	4748	2604	1917	1505	1322	1059	1272	1996	2782	<b>1059</b>	<b>3116</b>	<b>6989</b>
1967	5106	5105	4634	4545	2755	1632	1421	1351	1210	1136	1756	3800	<b>1136</b>	<b>2871</b>	<b>5106</b>
1968	5970	4441	6948	5223	2542	1654	1418	1277	1206	1264	1718	4322	<b>1206</b>	<b>3165</b>	<b>6948</b>
1969	3148	3920	3842	2361	1682	1212	1119	1005	831	940	2366	4775	<b>831</b>	<b>2267</b>	<b>4775</b>

continua

continuação

COMPLEXO PAULO AFONSO-MOXOTÓ															
ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	mín.	méd.	máx.
1970	6130	6600	4864	2748	1959	1421	1143	1002	1156	1565	2830	2672	<b>1002</b>	<b>2841</b>	<b>6600</b>
1971	1722	1467	1764	1785	1170	950	894	747	690	1080	2182	6257	<b>690</b>	<b>1726</b>	<b>6257</b>
1972	5150	2981	3509	3049	1809	1254	1127	1010	825	1268	1879	4029	<b>825</b>	<b>2324</b>	<b>5150</b>
1973	4800	3880	3601	4689	2285	1554	1311	1026	888	1196	3007	4377	<b>888</b>	<b>2718</b>	<b>4800</b>
1974	4696	3985	4465	6382	3092	1830	1486	1250	1058	1161	1877	2349	<b>1058</b>	<b>2803</b>	<b>6382</b>
1975	4230	4180	2689	2622	2017	1233	1132	955	742	1008	2252	2766	<b>742</b>	<b>2152</b>	<b>4230</b>
1976	2150	2120	2226	1883	1092	1085	851	847	1031	1420	2234	4825	<b>847</b>	<b>1814</b>	<b>4825</b>
1977	4773	6446	2394	2224	1886	1436	1147	933	867	1188	1379	2708	<b>867</b>	<b>2282</b>	<b>6446</b>
1978	5593	5395	6756	4322	2810	2193	1615	1350	1140	1326	1899	3707	<b>1140</b>	<b>3175</b>	<b>6756</b>
1979	5937	9360	15407	6763	3446	2679	2031	1700	1631	1587	2748	3214	<b>1587</b>	<b>4709</b>	<b>15407</b>
1980	5625	9991	10501	4409	3190	2200	1961	1634	1426	1455	1843	4208	<b>1426</b>	<b>4037</b>	<b>10501</b>
1981	5823	4899	3869	5830	2907	2203	1639	1412	1259	1698	3942	6366	<b>1259</b>	<b>3487</b>	<b>6366</b>
1982	6757	8455	6786	7129	3593	2693	2037	1732	1543	1459	1600	1949	<b>1459</b>	<b>3811</b>	<b>8455</b>
1983	4099	7692	9985	6943	4153	2600	2294	1744	1579	1992	3443	5970	<b>1579</b>	<b>4374</b>	<b>9985</b>
1984	6468	3020	2649	3953	2014	1437	1239	1083	1237	1347	1626	3823	<b>1083</b>	<b>2491</b>	<b>6468</b>
1985	5308	8819	7051	6944	2975	1912	1464	1278	1169	1459	1957	3072	<b>1169</b>	<b>3617</b>	<b>8819</b>
1986	6518	7618	5178	2401	1884	1413	1240	1212	1149	944	1147	1686	<b>944</b>	<b>2699</b>	<b>7618</b>
1987	3263	2745	2666	2924	1685	1207	982	845	744	911	1382	3783	<b>744</b>	<b>1928</b>	<b>3783</b>
1988	5750	3542	4804	3684	2108	1376	1133	966	837	925	1620	2350	<b>837</b>	<b>2425</b>	<b>5750</b>
1989	3707	2488	3051	1738	1198	976	940	880	858	971	1744	5376	<b>858</b>	<b>1994</b>	<b>5376</b>
1990	9676	3325	3281	2033	1470	1166	1121	969	967	863	1234	1537	<b>863</b>	<b>2303</b>	<b>9676</b>
1991	3092	5461	4823	5735	2380	1558	1208	1018	884	1278	1924	3001	<b>884</b>	<b>2697</b>	<b>5735</b>
1992	4393	10079	13257	3692	2866	1895	1588	1354	1189	1682	4171	4552	<b>1189</b>	<b>4226</b>	<b>13257</b>
1993	5885	4538	4444	2781	1999	1617	1337	1104	987	1206	1141	1827	<b>987</b>	<b>2405</b>	<b>5885</b>
1994	5685	4843	4790	4996	2139	1666	1369	1103	943	846	992	3061	<b>846</b>	<b>2703</b>	<b>5685</b>
1995	2950	2898	3051	2843	1776	1264	1019	865	726	803	1812	2908	<b>726</b>	<b>1910</b>	<b>3051</b>
1996	4811	2106	2197	1900	1219	1046	805	728	781	779	1572	3438	<b>728</b>	<b>1782</b>	<b>4811</b>
1997	6520	4858	4440	4211	2512	1839	1367	1076	890	962	1157	3333	<b>890</b>	<b>2764</b>	<b>6520</b>
1998	3416	3369	3536	1821	1294	1161	893	796	674	966	1969	3233	<b>674</b>	<b>1927</b>	<b>3536</b>
1999	3180	1697	4381	2436	1323	979	873	743	645	705	1473	3289	<b>645</b>	<b>1810</b>	<b>4381</b>
2000	4304	5446	4660	3639	1771	1283	1068	918	1002	815	1658	3643	<b>815</b>	<b>2517</b>	<b>5446</b>
2001	3374	1767	1796	1396	970	916	781	713	722	894	1221	2276	<b>713</b>	<b>1402</b>	<b>3374</b>
<b>méd.</b>	<b>4812</b>	<b>5106</b>	<b>5078</b>	<b>4001</b>	<b>2426</b>	<b>1654</b>	<b>1359</b>	<b>1163</b>	<b>1032</b>	<b>1151</b>	<b>1884</b>	<b>3452</b>	<b>997</b>	<b>2760</b>	<b>6448</b>

XINGÓ															
ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	mín.	méd.	máx.
1931	4684	4813	6638	7341	4475	2405	1877	1627	1456	1383	1943	2215	<b>1383</b>	<b>3405</b>	<b>7341</b>
1932	4044	4539	3221	1984	1432	1299	1183	1003	912	990	2114	3602	<b>912</b>	<b>2194</b>	<b>4539</b>
1933	5021	5523	3436	2700	1912	1364	1258	1080	922	1202	1806	3344	<b>922</b>	<b>2464</b>	<b>5523</b>
1934	6117	4230	2305	1623	1792	1175	1004	904	806	884	912	1613	<b>806</b>	<b>1947</b>	<b>6117</b>
1935	4527	5449	5416	4724	3747	2018	1564	1244	1063	1087	1185	2593	<b>1063</b>	<b>2885</b>	<b>5449</b>
1936	2703	2671	4181	2771	2117	1307	1099	941	868	894	1605	2731	<b>868</b>	<b>1991</b>	<b>4181</b>
1937	4734	5882	4528	3271	2532	1462	1238	1044	907	927	2402	4868	<b>907</b>	<b>2816</b>	<b>5882</b>
1938	6490	4368	4052	2584	1748	1427	1165	1041	964	921	1546	2965	<b>921</b>	<b>2439</b>	<b>6490</b>
1939	5103	5905	4898	2163	1635	1266	1114	1043	943	1292	1027	1715	<b>943</b>	<b>2342</b>	<b>5905</b>
1940	3177	5169	6306	4455	2012	1423	1195	1062	868	933	2145	3800	<b>868</b>	<b>2712</b>	<b>6306</b>
1941	5012	4430	4682	4839	2728	1666	1430	1267	1029	1144	1677	2322	<b>1029</b>	<b>2685</b>	<b>5012</b>
1942	4631	4427	5284	3367	2281	1554	1307	1124	1031	1331	2281	5230	<b>1031</b>	<b>2821</b>	<b>5284</b>
1943	6284	9708	8091	5104	2888	2120	1781	1529	1296	1401	2212	5157	<b>1296</b>	<b>3964</b>	<b>9708</b>
1944	6335	4870	4756	3736	2525	1745	1475	1285	1110	969	1659	3910	<b>969</b>	<b>2865</b>	<b>6335</b>
1945	5724	7011	8036	7388	8770	3946	2598	2085	1710	1985	3274	5600	<b>1710</b>	<b>4844</b>	<b>8770</b>
1946	7291	10083	4602	5598	3588	2460	2016	1732	1504	1525	2178	3776	<b>1504</b>	<b>3863</b>	<b>10083</b>
1947	3756	5149	6619	7665	4325	2360	1949	1633	1620	1443	3119	4255	<b>1443</b>	<b>3658</b>	<b>7665</b>
1948	6350	4527	5428	4023	2217	1853	1588	1366	1213	1331	1511	5162	<b>1213</b>	<b>3047</b>	<b>6350</b>
1949	7856	9226	13050	7141	3506	2596	2161	1827	1554	1471	2935	2951	<b>1471</b>	<b>4689</b>	<b>13050</b>
1950	4457	4722	3467	3790	2627	1749	1522	1311	1082	1272	2145	4134	<b>1082</b>	<b>2690</b>	<b>4722</b>
1951	4185	4162	4445	4861	2528	1852	1493	1282	1109	1033	948	1648	<b>948</b>	<b>2462</b>	<b>4861</b>
1952	3316	4724	5798	6944	3263	1977	1610	1317	1198	1142	1788	3399	<b>1142</b>	<b>3040</b>	<b>6944</b>
1953	3569	1799	2691	3746	1940	1313	1113	977	862	1166	1417	3195	<b>862</b>	<b>1982</b>	<b>3746</b>
1954	4411	2785	2786	2435	1449	1205	984	857	720	650	886	3550	<b>650</b>	<b>1893</b>	<b>4411</b>
1955	2316	4057	2171	2621	1442	1077	904	792	681	665	1983	3311	<b>665</b>	<b>1835</b>	<b>4057</b>
1956	5376	2221	4591	2548	1778	1644	1330	1071	907	845	1474	3693	<b>845</b>	<b>2290</b>	<b>5376</b>
1957	5954	7124	7412	8278	5820	2772	2037	1648	1376	1526	1421	4348	<b>1376</b>	<b>4143</b>	<b>8278</b>
1958	3629	5218	3391	3109	2425	1701	1416	1424	1131	1522	1843	1804	<b>1131</b>	<b>2384</b>	<b>5218</b>
1959	3607	3665	3500	2712	1367	1142	1018	908	823	851	1605	2717	<b>823</b>	<b>1993</b>	<b>3665</b>
1960	3372	5875	9197	6535	2556	1828	1390	1153	980	904	1081	4177	<b>904</b>	<b>3254</b>	<b>9197</b>
1961	5376	6385	5660	3455	2405	1755	1359	1169	982	890	1028	1593	<b>890</b>	<b>2671</b>	<b>6385</b>
1962	3193	4810	3653	2839	2058	1650	1536	1090	851	1118	1797	3251	<b>851</b>	<b>2320</b>	<b>4810</b>
1963	5987	6925	3639	1792	1428	1143	1031	913	796	699	934	1289	<b>699</b>	<b>2215</b>	<b>6925</b>
1964	3852	8126	5594	3176	1757	1224	1019	942	756	815	2839	4158	<b>756</b>	<b>2855</b>	<b>8126</b>
1965	5092	5768	6300	6317	2920	1881	1537	1279	1040	1470	2640	4132	<b>1040</b>	<b>3365</b>	<b>6317</b>
1966	4444	6999	6770	4758	2614	1927	1515	1332	1069	1282	2006	2792	<b>1069</b>	<b>3126</b>	<b>6999</b>
1967	5116	5115	4644	4555	2765	1642	1431	1361	1220	1146	1766	3810	<b>1146</b>	<b>2881</b>	<b>5116</b>
1968	5980	4451	6958	5233	2552	1664	1428	1287	1216	1274	1728	4332	<b>1216</b>	<b>3175</b>	<b>6958</b>
1969	3158	3930	3852	2371	1692	1222	1129	1015	841	950	2376	4785	<b>841</b>	<b>2277</b>	<b>4785</b>

continua

<b>XINGÓ</b>															
<b>ano</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>mai</b>	<b>jun</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>	<b> mín.</b>	<b> méd.</b>	<b> máx.</b>
1970	6140	6610	4874	2758	1969	1431	1153	1012	1166	1575	2840	2682	<b>1012</b>	<b>2851</b>	<b>6610</b>
1971	1732	1477	1774	1795	1180	960	904	757	700	1090	2192	6267	<b>700</b>	<b>1736</b>	<b>6267</b>
1972	5160	2991	3519	3059	1819	1264	1137	1020	835	1278	1889	4039	<b>835</b>	<b>2334</b>	<b>5160</b>
1973	4810	3890	3611	4699	2295	1564	1321	1036	898	1206	3017	4387	<b>898</b>	<b>2728</b>	<b>4810</b>
1974	4706	3995	4475	6392	3102	1840	1496	1260	1068	1171	1887	2359	<b>1068</b>	<b>2813</b>	<b>6392</b>
1975	4240	4190	2699	2632	2027	1243	1142	965	752	1018	2262	2776	<b>752</b>	<b>2162</b>	<b>4240</b>
1976	2160	2130	2236	1893	1102	1095	861	857	1041	1430	2244	4835	<b>857</b>	<b>1824</b>	<b>4835</b>
1977	4783	6456	2404	2234	1896	1446	1157	943	877	1198	1389	2718	<b>877</b>	<b>2292</b>	<b>6456</b>
1978	5603	5405	6766	4332	2820	2203	1625	1360	1150	1336	1909	3717	<b>1150</b>	<b>3185</b>	<b>6766</b>
1979	5947	9370	15417	6773	3456	2689	2041	1710	1641	1597	2758	3224	<b>1597</b>	<b>4719</b>	<b>15417</b>
1980	5635	10001	10511	4419	3200	2210	1971	1644	1436	1465	1853	4218	<b>1436</b>	<b>4047</b>	<b>10511</b>
1981	5833	4909	3879	5840	2917	2213	1649	1422	1269	1708	3952	6376	<b>1269</b>	<b>3497</b>	<b>6376</b>
1982	6767	8465	6796	7139	3603	2703	2047	1742	1553	1469	1610	1959	<b>1469</b>	<b>3821</b>	<b>8465</b>
1983	4109	7702	9995	6953	4163	2610	2304	1754	1589	2002	3453	5980	<b>1589</b>	<b>4384</b>	<b>9995</b>
1984	6478	3030	2659	3963	2024	1447	1249	1093	1247	1357	1636	3833	<b>1093</b>	<b>2501</b>	<b>6478</b>
1985	5318	8829	7061	6954	2985	1922	1474	1288	1179	1469	1967	3082	<b>1179</b>	<b>3627</b>	<b>8829</b>
1986	6528	7628	5188	2411	1894	1423	1250	1222	1159	954	1157	1696	<b>954</b>	<b>2709</b>	<b>7628</b>
1987	3273	2755	2676	2934	1695	1217	992	855	754	921	1392	3793	<b>754</b>	<b>1938</b>	<b>3793</b>
1988	5760	3552	4814	3694	2118	1386	1143	976	847	935	1630	2360	<b>847</b>	<b>2435</b>	<b>5760</b>
1989	3717	2498	3061	1748	1208	986	950	890	868	981	1754	5386	<b>868</b>	<b>2004</b>	<b>5386</b>
1990	9686	3335	3291	2043	1480	1176	1131	979	977	873	1244	1547	<b>873</b>	<b>2313</b>	<b>9686</b>
1991	3102	5471	4833	5745	2390	1568	1218	1028	894	1288	1934	3011	<b>894</b>	<b>2707</b>	<b>5745</b>
1992	4403	10089	13267	3702	2876	1905	1598	1364	1199	1692	4181	4562	<b>1199</b>	<b>4236</b>	<b>13267</b>
1993	5895	4548	4454	2791	2009	1627	1347	1114	997	1216	1151	1837	<b>997</b>	<b>2415</b>	<b>5895</b>
1994	5695	4853	4800	5006	2149	1676	1379	1113	953	856	1002	3071	<b>856</b>	<b>2713</b>	<b>5695</b>
1995	2960	2908	3061	2853	1786	1274	1029	875	736	813	1822	2918	<b>736</b>	<b>1920</b>	<b>3061</b>
1996	4821	2116	2207	1910	1229	1056	815	738	791	789	1582	3448	<b>738</b>	<b>1792</b>	<b>4821</b>
1997	6530	4868	4450	4221	2522	1849	1377	1086	900	972	1167	3343	<b>900</b>	<b>2774</b>	<b>6530</b>
1998	3426	3379	3546	1831	1304	1171	903	806	684	976	1979	3243	<b>684</b>	<b>1937</b>	<b>3546</b>
1999	3190	1707	4391	2446	1333	989	883	753	655	715	1483	3299	<b>655</b>	<b>1820</b>	<b>4391</b>
2000	4314	5456	4670	3649	1781	1293	1078	928	1012	825	1668	3653	<b>825</b>	<b>2527</b>	<b>5456</b>
2001	3384	1777	1806	1406	980	926	791	723	732	904	1231	2286	<b>723</b>	<b>1412</b>	<b>3384</b>
<b>méd.</b>	<b>4822</b>	<b>5116</b>	<b>5088</b>	<b>4011</b>	<b>2436</b>	<b>1664</b>	<b>1369</b>	<b>1173</b>	<b>1042</b>	<b>1161</b>	<b>1894</b>	<b>3462</b>	<b>1007</b>	<b>2770</b>	<b>6458</b>

## **ANEXO B - CÓDIGOS DE PROGRAMAÇÃO DO MODELO SFPLUS**

## Módulo 1: MÉTODO DAS RESTRIÇÕES

\$title Otimizacao do Sistema Sao Francisco

\$ontext

Modelo de otimização dos reservatórios/hidrelétricas do rio São Francisco, segundo a topologia abaixo:

Três marias-->Sobradinho-->Itaparica-->P.Afonso/Moxotó-->Xingó

Tese de doutorado

João Luiz Boccia Brandão - Universidade de São Paulo - 2003

FASE 1 - CENÁRIOS HIDROLÓGICOS - MÉTODO DAS RESTRIÇÕES

\$offtext

Sets

```
u "usinas" /tma, sob, itp, pam, xin/
tt "tempo" /0,1*72/
t(tt) "tempo auxiliar" / 1*72 /
m /1*12/
m_t(t,m);
```

Scalar ini mes inicial /5/;

Scalar firrig fator para cenario irrigacao / 1 /;

Parameter xx(t) auxiliar;

```
xx(t) = (ord(t)-12*floor((ord(t)-1)/12));
```

Parameter yy(t) auxiliar;

```
yy(t) = (ini+xx(t)-1-floor((ini+xx(t)-1)/(12+1))*12);
```

```
m_t(t,m) = yes$(ord(m)=yy(t));
```

Parameter ndias(m) numero de dias do mes

```
/ 1 31
   2 28
   3 31
   4 30
   5 31
   6 30
   7 31
   8 31
   9 30
  10 31
  11 30
  12 31 /;
```

Parameter sazon(m) sazonalidade da irrigacao

```
/ 1 1.144
   2 0.877
   3 0.839
   4 0.815
   5 0.912
   6 0.839
   7 0.884
```



```

      8      1.001
      9      1.113
     10      1.286
     11      1.189
     12      1.101  /;

```

```

Parameter irrigano(u) demanda anual de irrigacao
/
$ondelim
$include 'irrig2007.csv'
$offdelim
/;

```

```

Parameter uso(m,u) demanda mensal de irrigacao;
      uso(m,u) = firrig*sazon(m)*irrigano(u);

```

```

Table afl(t,u) vazoes afluentes naturais
$ondelim
$include 'mediano.csv'
$offdelim;

```

```

Table evp(m,u) evaporacao

```

	tma	sob	itp	pam	xin
1	2	118	140	140	140
2	0	106	109	109	109
3	22	81	81	81	81
4	40	132	105	105	105
5	51	153	109	109	109
6	55	142	101	101	101
7	50	158	123	123	123
8	42	181	158	158	158
9	57	197	180	180	180
10	48	189	195	195	195
11	23	114	158	158	158
12	29	98	152	152	152;

```

Table ve(m,u) volumes de espera ciclo 2002 2003

```

	tma	sob	itp	pam	xin
1	77.69	78.72	56.51	100.0	100.0
2	87.96	87.60	56.51	100.0	100.0
3	95.81	95.36	67.38	100.0	100.0
4	100.0	99.34	100.0	100.0	100.0
5	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
6	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
7	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
8	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
9	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
10	81.80	99.69	95.52	100.0	100.0
11	75.45	77.61	70.12	100.0	100.0
12	76.20	77.95	56.51	100.0	100.0;

```

Parameters

```

```

      pi(u) potencia instalada
/   tma      396
    sob      1050
    itp      1500
    pam      4285

```

```

xin          3000 /

fr(u) fator de reserva
/  tma      0.894
   sob      0.894
   itp      0.849
   pam      0.860
   xin      0.860 /

k(u) produtividade gama da agua * rendimentos
/  tma      0.00835
   sob      0.00824
   itp      0.00834
   pam      0.00814
   xin      0.00873 /

vmax(u) vol maximo
/  tma      19528
   sob      34116
   itp      10782
   pam      1373
   xin      3800 /

vmin(u) vol minimo
/  tma      4250
   sob      5447
   itp      7234
   pam      1373
   xin      3800 /

namax(u) na max reservatorio
/  tma      572.5
   sob      392.5
   itp      304.0
   pam      251.5
   xin      138.0 /

namin(u) na min reservatorio
/  tma      549.2
   sob      380.5
   itp      299.0
   pam      251.5
   xin      138.0 /

qmin(u) vazao minima a jusante
/  tma      500
   sob      1300
   itp      0
   pam      0
   xin      1300 /

a0(u) parametro da curva vol-cota
/  tma      534.87
   sob      374.89
   itp      289.97
   pam      251.50
   xin      138.00 /

a1(u) parametro da curva vol-cota
/  tma      4.0474e-3

```

```

sob      1.1821e-3
itp      3.4862e-4
pam      0
xin      0      /

a2(u) parametro da curva vol-cota
/ tma    -1.8082e-7
sob      -3.3151e-8
itp      1.9631e-7
pam      0
xin      0      /

a3(u) parametro da curva vol-cota
/ tma    3.7420e-12
sob      4.0064e-13
itp      -1.0027e-11
pam      0
xin      0      /

s0(u) parametro da curva vol-area
/ tma    6.7715
sob      631.97
itp      185.47
pam      213.00
xin      60.00      /

s1(u) parametro da curva vol-area
/ tma    0.0443
sob      0.1060
itp      0.0585
pam      0
xin      0      /

b0(u) parametro da curva vazao-na jus
/ tma    514.66
sob      360.23
itp      252.0
pam      129.59
xin      19.50      /

b1(u) parametro da curva vazao-na jus
/ tma    1.5764e-3
sob      1.1217e-3
itp      0
pam      1.7394e-3
xin      0      /

b2(u) parametro da curva vazao-na jus
/ tma    -2.2163e-7
sob      -5.3911e-8
itp      0
pam      -1.5694e-8
xin      0
/

b3(u) parametro da curva vazao-na jus
/ tma    1.7430e-11
sob      1.0596e-12
itp      0
pam      0

```

```

xin          0      /

          b4(u) parametro da curva vazao-na jus
/   tma      0
   sob      0
   itp      0
   pam      0
   xin      0      /

          c0(u) parametro da curva engol max em funcao de h
/   tma      374
   sob      1730
   itp      1460
   pam      1960
   xin      1280    /

          c1(u) parametro da curva engol max em funcao de h
/   tma      9.12
   sob      78.1
   itp      29.8
   pam      18.0
   xin      11.1  /

          armin(u) armazenamento inicial
/   tma      83
   sob      70
   itp      100
   pam      100
   xin      100    /;

Parameter incr(tt,u) vazoes afluentes incrementais;
incr(t,u)$(ord(u) eq 1) = afl(t,u);
incr(t,u) = afl(t,u)-afl(t,u-1);

Parameter evapo(tt,u) evaporacao mes a mes;
evapo(t,u)=sum(m$m_t(t,m),evp(m,u));

Parameter vem(tt,u) volumes de espera mes a mes;
vem(t,u)=sum(m$m_t(t,m),ve(m,u));

Parameter vmaxesp(tt,u) volumes maximos com vol esp mes a mes;
vmaxesp(t,u)=(vem(t,u)/100)*(vmax(u)-vmin(u))+vmin(u);

Parameter quso(tt,u) uso consuntivo mes a mes;
quso(t,u)=sum(m$m_t(t,m),uso(m,u));

Parameter nd(tt) numero de dias de cada mes;
nd(t)=sum(m$m_t(t,m),ndias(m));

Parameter dt(tt) numero de segundos de cada mes;
dt(t)=nd(t)*3600*24;

Parameter v0(u) volumes de partida;
v0(u) = (armin(u)/100)*(vmax(u)-vmin(u))+vmin(u);

Positive Variables
qtur(tt,u) vazao turbinada
qver(tt,u) vazao vertida

```

```

qverm          vazao media vertida total
vfim(tt,u)     volume no final do intervalo
qdf1(tt,u)     vazao defluente total
qmon(tt,u)     vazao defluente a montante
named(tt,u)    nivel d'agua medio
amed(tt,u)     area media
naj(t,u)       nivel d'agua de jusante
h(t,u)         queda bruta
armusi(tt,u)   armazenamento por usina
armsis(tt)     armazenamento do sistema
enertot(t)     energia do sistema
ener(t,u)      energia por usina;

```

## Variables

```

em            energia media total;

```

```

Equations e1(tt,u), ela(tt,u), e2(tt,u),
e22(tt,u),
e3(tt,u), e4(tt,u), e6(t,u), e7(t,u)
e8(t,u), e8a(t,u),e8b(t,u)
e9(t), e9a, e10(tt,u), e10a(tt), e11;

```

```

e1(tt,u).. qdf1(tt,u) =e= qtur(tt,u) + qver(tt,u);

```

```

ela(tt,u).. qmon(tt,u) =e= qdf1(tt,u-1);

```

```

e2(tt-1,u).. vfim(tt,u)=e= vfim(tt-1,u)
+((incr(tt,u)+qmon(tt,u)-qtur(tt,u)
-qver(tt,u)-quso(tt,u))*dt(tt))/1000000
-(amed(tt,u)*evapo(tt,u))/1000 ;

```

```

e22(tt,u)$(ord(tt) eq card(tt)).. vfim(tt,u) =e= v0(u);

```

```

e3(tt-1,u).. named(tt,u) =e=( a0(u)
+a1(u)*vfim(tt,u)
+a2(u)*power(vfim(tt,u),2)
+a3(u)*power(vfim(tt,u),3)
+
a0(u)
+a1(u)*vfim(tt-1,u)
+a2(u)*power(vfim(tt-1,u),2)
+a3(u)*power(vfim(tt-1,u),3))/2;

```

```

e4(tt-1,u).. amed(tt,u) =e= (s0(u)
+s1(u)*vfim(tt,u)
+
s0(u)
+s1(u)*vfim(tt-1,u))/2;

```

```

e6(t,u).. naj(t,u) =e= b0(u)
+b1(u)*qdf1(t,u)
+b2(u)*power(qdf1(t,u),2)
+b3(u)*power(qdf1(t,u),3)
+b4(u)*power(qdf1(t,u),4);

```

```

e7(t,u).. h(t,u) =e= named(t,u)-naj(t,u);

```

```

e8(t,u).. ener(t,u) =e= qtur(t,u)*h(t,u)*k(u);

```

```

e8a(t,u).. ener(t,u) =l= pi(u)*fr(u);
e8b(t,u).. ener(t,u) =l= (h(t,u)*(c1(u)*h(t,u)+c0(u))*k(u))*fr(u);
e9(t)..   enertot(t) =e= sum(u,ener(t,u));
e9a..   em           =e= sum(t,enertot(t))/card(t);
e10(tt,u)$(vmax(u) ne vmin(u)).. armusi(tt,u) =e=
                                           ((vfim(tt,u)-vmin(u))/(vmax(u)-
vmin(u)))*100;
e10a(tt)..   armsis(tt) =e= (sum(u,(vfim(tt,u)-vmin(u)))/
                           sum(u,(vmax(u)-vmin(u))))*100;
e11..   qverm =e= sum((t,u),qver(t,u))/card(t);

Model fase1 /all/;
fase1.iterlim = 100000;
fase1.reslim = 100000;

Parameter qqmin(u);
        qqmin(u) = qmin(u);

* para solucao inicial a fio dagua

*qmon.fx(t,u)$(ord(u) eq 1) = 0;
*vfim.fx(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = v0(u);
*evapo(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = 0;
*quso(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = 0;
*vfim.up(t,u) = vmaxesp(t,u);
*vfim.lo(t,u) = (vmaxesp(t,u)-vmin(u))+vmin(u);
*vfim.lo(t,u) = vmaxesp(t,u);

*Solve fase1 using nlp maximizing em;

qmon.fx(t,u)$(ord(u) eq 1) = 0;
vfim.fx(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = v0(u);
evapo(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = 0;
quso(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = 0;
vfim.up(t,u) = vmaxesp(t,u);
vfim.lo(t,u) = vmin(u);
qdf1.lo(t,u) = 1*qmin(u);

Solve fase1 using nlp maximizing em;

        if((fase1.modelstat ne 2),
            qqmin('tma') = 0.8*qmin('tma');
            qdf1.lo(t,'tma') = qqmin('tma');
            Solve fase1 using nlp maximizing em;

            if((fase1.modelstat ne 2),
                qqmin(u) = 0.5*qmin(u);
                qdf1.lo(t,u) = qqmin(u);
                Solve fase1 using nlp maximizing em;

```

```
);  
);
```

```
Display qdf1.1, qver.1, qtur.1, armusi.1, ener.1, em.1, qverm.1,  
qqmin,  
  fase1.modelstat;
```

## Módulo 2: MÉTODO DAS PONDERAÇÕES

\$title Otimizacao do Sistema Sao Francisco

\$ontext

Modelo de otimização dos reservatórios/hidrelétricas do rio São Francisco, segundo a topologia abaixo:

Três marias-->Sobradinho-->Itaparica-->P.Afonso/Moxotó-->Xingó

Tese de doutorado

João Luiz Boccia Brandão - Universidade de São Paulo - 2003

FASE 1 - CENÁRIOS HIDROLÓGICOS - MÉTODO DAS PONDERAÇÕES

\$offtext

Sets

u "usinas" /tma, sob, itp, pam, xin/

tt "tempo" /0,1\*72/

t(tt) "tempo auxiliar" / 1\*72 /

m /1\*12/

m\_t(t,m);

Scalar ini mes inicial /5/;

Scalar alfa fator ponderacao energia / 0.60 /;

Scalar beta fator ponderacao irrigacao / 0.40 /;

Scalar firrig fator para cenario irrigacao / 1 /;

Parameter xx(t) auxiliar;

xx(t) = (ord(t)-12\*floor((ord(t)-1)/12));

Parameter yy(t) auxiliar;

yy(t) = (ini+xx(t)-1-floor((ini+xx(t)-1)/(12+1))\*12);

m\_t(t,m) = yes\$(ord(m)=yy(t));

Parameter ndias(m) numero de dias do mes

/	1	31
	2	28
	3	31
	4	30
	5	31
	6	30
	7	31
	8	31
	9	30
	10	31
	11	30
	12	31 /;

Parameter sazon(m) sazonalidade da irrigacao

/	1	1.144
	2	0.877
	3	0.839
	4	0.815
	5	0.912
	6	0.839
	7	0.884
	8	1.001
	9	1.113



```

10      1.286
11      1.189
12      1.101  /;

```

```

Parameter irrigano(u) demanda anual de irrigacao
/
$ondelim
$include 'irrig2007.csv'
$offdelim
/;

```

```

Parameter uso(m,u) demanda maxima mensal de irrigacao;
      uso(m,u) = firrig*sazon(m)*irrigano(u);

```

```

Table afl(t,u) vazoes afluentes naturais
$ondelim
$include 'mediano.csv'
$offdelim;

```

```

Table evp(m,u) evaporacao
      tma      sob      itp      pam      xin
1      2      118      140      140      140
2      0      106      109      109      109
3      22      81      81      81      81
4      40      132      105      105      105
5      51      153      109      109      109
6      55      142      101      101      101
7      50      158      123      123      123
8      42      181      158      158      158
9      57      197      180      180      180
10     48      189      195      195      195
11     23      114      158      158      158
12     29      98      152      152      152;

```

```

Table ve(m,u) volumes de espera ciclo 2002 2003
      tma      sob      itp      pam      xin
1      77.69      78.72      56.51      100.0      100.0
2      87.96      87.60      56.51      100.0      100.0
3      95.81      95.36      67.38      100.0      100.0
4      100.0      99.34      100.0      100.0      100.0
5      100.0      100.0      100.0      100.0      100.0
6      100.0      100.0      100.0      100.0      100.0
7      100.0      100.0      100.0      100.0      100.0
8      100.0      100.0      100.0      100.0      100.0
9      100.0      100.0      100.0      100.0      100.0
10     81.80      99.69      95.52      100.0      100.0
11     75.45      77.61      70.12      100.0      100.0
12     76.20      77.95      56.51      100.0      100.0;

```

Parameters

```

      propir(u) proporcao da demanda de irrigacao por
reservatorio
/      tma      0
      sob      0.51
      itp      0.47
      pam      0
      xin      0.02  /

```

		pi(u) potencia instalada
/	tma	396
	sob	1050
	itp	1500
	pam	4285
	xin	3000 /
		fr(u) fator de reserva
/	tma	0.894
	sob	0.894
	itp	0.849
	pam	0.860
	xin	0.860 /
		k(u) produtividade gama da agua * rendimentos
/	tma	0.00835
	sob	0.00824
	itp	0.00834
	pam	0.00814
	xin	0.00873 /
		vmax(u) vol maximo
/	tma	19528
	sob	34116
	itp	10782
	pam	1373
	xin	3800 /
		vmin(u) vol minimo
/	tma	4250
	sob	5447
	itp	7234
	pam	1373
	xin	3800 /
		namax(u) na max reservatorio
/	tma	572.5
	sob	392.5
	itp	304.0
	pam	251.5
	xin	138.0 /
		namin(u) na min reservatorio
/	tma	549.2
	sob	380.5
	itp	299.0
	pam	251.5
	xin	138.0 /
		qmin(u) vazao minima a jusante
/	tma	500
	sob	1300
	itp	0
	pam	0
	xin	1300 /
		a0(u) parametro da curva vol-cota
/	tma	534.87
	sob	374.89
	itp	289.97

```

pam          251.50
xin          138.00  /

a1(u) parametro da curva vol-cota
/  tma       4.0474e-3
   sob       1.1821e-3
   itp       3.4862e-4
   pam       0
   xin       0      /

a2(u) parametro da curva vol-cota
/  tma       -1.8082e-7
   sob       -3.3151e-8
   itp       1.9631e-7
   pam       0
   xin       0      /

a3(u) parametro da curva vol-cota
/  tma       3.7420e-12
   sob       4.0064e-13
   itp       -1.0027e-11
   pam       0
   xin       0      /

s0(u) parametro da curva vol-area
/  tma       6.7715
   sob       631.97
   itp       185.47
   pam       213.00
   xin       60.00  /

s1(u) parametro da curva vol-area
/  tma       0.0443
   sob       0.1060
   itp       0.0585
   pam       0
   xin       0      /

b0(u) parametro da curva vazao-na jus
/  tma       514.66
   sob       360.23
   itp       252.0
   pam       129.59
   xin       19.50  /

b1(u) parametro da curva vazao-na jus
/  tma       1.5764e-3
   sob       1.1217e-3
   itp       0
   pam       1.7394e-3
   xin       0      /

b2(u) parametro da curva vazao-na jus
/  tma       -2.2163e-7
   sob       -5.3911e-8
   itp       0
   pam       -1.5694e-8
   xin       0
                        /

```

```

                b3(u) parametro da curva vazao-na jus
/   tma      1.7430e-11
   sob      1.0596e-12
   itp      0
   pam      0
   xin      0 /

                b4(u) parametro da curva vazao-na jus
/   tma      0
   sob      0
   itp      0
   pam      0
   xin      0 /

                c0(u) parametro da curva engol max em funcao de h
/   tma      374
   sob      1730
   itp      1460
   pam      1960
   xin      1280 /

                c1(u) parametro da curva engol max em funcao de h
/   tma      9.12
   sob      78.1
   itp      29.8
   pam      18.0
   xin      11.1 /

                armin(u) armazenamento inicial
/   tma      83
   sob      70
   itp      100
   pam      100
   xin      100 /;

Parameter incr(tt,u) vazoes afluentes incrementais;
incr(t,u)$(ord(u) eq 1) = afl(t,u);
incr(t,u) = afl(t,u)-afl(t,u-1);

Parameter sasazon(tt);
sasazon(t)=sum(m$m_t(t,m),sazon(m));

Parameter evapo(tt,u) evaporacao mes a mes;
evapo(t,u)=sum(m$m_t(t,m),evp(m,u));

Parameter vem(tt,u) volumes de espera mes a mes;
vem(t,u)=sum(m$m_t(t,m),ve(m,u));

Parameter vmaxesp(tt,u) volumes maximos com vol esp mes a mes;
vmaxesp(t,u)=(vem(t,u)/100)*(vmax(u)-vmin(u))+vmin(u);

Parameter quso(tt,u) uso consuntivo maximo mes a mes;
quso(t,u)=sum(m$m_t(t,m),uso(m,u));

Parameter nd(tt) numero de dias de cada mes;
nd(t)=sum(m$m_t(t,m),ndias(m));

Parameter dt(tt) numero de segundos de cada mes;
dt(t)=nd(t)*3600*24;

```

Parameter v0(u) volumes de partida;

$$v0(u) = (\text{armin}(u)/100) * (\text{vmax}(u) - \text{vmin}(u)) + \text{vmin}(u);$$

Positive Variables

qtur(tt,u)	vazao turbinada
qver(tt,u)	vazao vertida
qir(tt,u)	vazao irrigacao
qverm	vazao media vertida total
vfim(tt,u)	volume no final do intervalo
qdf1(tt,u)	vazao defluente total
qmon(tt,u)	vazao defluente a montante
named(tt,u)	nivel d'agua medio
amed(tt,u)	area media
naj(t,u)	nivel d'agua de jusante
h(t,u)	queda bruta
armusi(tt,u)	armazenamento por usina
armsis(tt)	armazenamento do sistema
enertot(t)	energia do sistema
ener(t,u)	energia por usina;

Variables

em	energia media total
um	vazao total irrigacao anual
funobj	funcao objetivo;

Equations e1(tt,u), e1a(tt,u), e2(tt,u),  
e22(tt,u),  
e3(tt,u), e4(tt,u), e6(t,u), e7(t,u),  
e8(t,u), e8a(t,u), e8b(t,u), e9(t), e9a, e10(tt,u), e10a(tt), e11,  
e12,  
e12a;  
\*e13(m,u), e14(tt,u);

$$e1(tt,u).. qdf1(tt,u) =e= qtur(tt,u) + qver(tt,u);$$

$$e1a(tt,u).. qmon(tt,u) =e= qdf1(tt,u-1);$$

$$e2(tt-1,u).. vfim(tt,u)=e= vfim(tt-1,u) \\ + ((incr(tt,u)+qmon(tt,u)-qtur(tt,u) \\ -qver(tt,u)-qir(tt,u))*dt(tt))/1000000 \\ -(amed(tt,u)*evapo(tt,u))/1000 ;$$

$$e22(tt,u)\$(ord(tt) eq card(tt)).. vfim(tt,u) =e= v0(u);$$

$$e3(tt-1,u).. named(tt,u) =e= ( a0(u) \\ +a1(u)*vfim(tt,u) \\ +a2(u)*power(vfim(tt,u),2) \\ +a3(u)*power(vfim(tt,u),3) \\ + \\ a0(u) \\ +a1(u)*vfim(tt-1,u) \\ +a2(u)*power(vfim(tt-1,u),2) \\ +a3(u)*power(vfim(tt-1,u),3))/2;$$

$$e4(tt-1,u).. amed(tt,u) =e= (s0(u) \\ +s1(u)*vfim(tt,u)$$

```

+
  s0(u)
+s1(u)*vfim(tt-1,u))/2;

e6(t,u).. naj(t,u)   =e= b0(u)
                      +b1(u)*qdf1(t,u)
                      +b2(u)*power(qdf1(t,u),2)
                      +b3(u)*power(qdf1(t,u),3)
                      +b4(u)*power(qdf1(t,u),4);

e7(t,u).. h(t,u)     =e= named(t,u)-naj(t,u);

e8(t,u).. ener(t,u)  =e= qtur(t,u)*h(t,u)*k(u);

e8a(t,u).. ener(t,u) =l= pi(u)*fr(u);

e8b(t,u).. ener(t,u) =l= (h(t,u)*(c1(u)*h(t,u)+c0(u))*k(u))*fr(u);

e9(t)..   enertot(t) =e= sum(u,ener(t,u));

e9a..     em         =e= sum(t,enertot(t))/card(t);

e10(tt,u)$(vmax(u) ne vmin(u)).. armusi(tt,u) =e=
                      ((vfim(tt,u)-vmin(u))/(vmax(u)-
vmin(u)))*100;

e10a(tt).. armsis(tt) =e= (sum(u,(vfim(tt,u)-vmin(u)))/
                          sum(u,(vmax(u)-vmin(u))))*100;

e11..   qverm =e= sum((t,u),qver(t,u))/card(t);

e12..   funobj =e= alfa*em + beta*um;

e12a..  um =e= sum(u,(sum(t,qir(t,u))/card(t)));

* para solucao inicial a fio dagua

*qmon.fx(t,u)$(ord(u) eq 1) = 0;
*vfim.fx(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = v0(u);
*evapo(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = 0;
*quso(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = 0;
*qir.up(tt,u) = quso(tt,u);
*vfim.up(t,u) = vmaxesp(t,u);
*vfim.lo(t,u) = vmaxesp(t,u);

Model fase1b /all/;
fase1b.iterlim = 100000;
fase1b.reslim = 100000;

Solve fase1b using nlp maximizing funobj;

qmon.fx(t,u)$(ord(u) eq 1) = 0;
vfim.fx(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = v0(u);
evapo(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = 0;
quso(tt,u)$(ord(tt) eq 1) = 0;
qir.up(tt,u) = quso(tt,u);
vfim.up(t,u) = vmaxesp(t,u);
vfim.lo(t,u) = vmin(u);
qdf1.lo(t,u) = 1*qmin(u);

```

```
Solve fase1b using nlp maximizing funobj;
```

```
Display qdf1.1, qver.1, qtur.1, armusi.1, ener.1, qir.1, um.1, em.1,  
qverm.1;
```

## **ANEXO C – RELATÓRIO DE SAÍDA DO MODELO SFPLUS**

Caso:

Cenário hidrológico mediano

Cenário irrigação 2007



GAMS Rev 121 Windows NT/95/98

01/24/04 14:25:39

PAGE 192

Otimizacao do Sistema Sao Francisco

E x e c u t i o n

```

----- 571 VARIABLE qdfl.L vazao defluente total

          tma          sob          itp          pam          xin
1         500.000      2299.006      2237.489      2228.820      2232.001
2         500.000      2355.223      2236.666      2228.366      2232.001
3         500.000      2367.670      2238.781      2229.000      2232.001
4         500.000      2394.563      2242.910      2230.345      2232.001
5         500.000      2418.068      2246.302      2231.510      2232.001
6         500.000      1821.451      1688.738      1673.230      1672.689
7         500.000      2067.190      2244.349      2231.366      2232.001
8         500.000      1300.000      1324.445      1312.357      1313.667
9         500.000      1443.996      1309.761      1298.627      1300.000
10        745.228      2242.901      2238.511      2228.914      2232.001
11        568.884      1516.323      1302.283      1295.842      1300.000
12        739.614      2742.447      2236.972      2228.344      2232.001
13        728.621      1433.005      1305.488      1296.819      1300.000
14        714.782      2355.223      2236.666      2228.366      2232.001
15        699.002      1435.669      1306.780      1296.999      1300.000
16        681.297      1300.000      1310.909      1298.344      1300.000
17        664.564      1300.000      1635.532      1620.740      1621.231
18        651.108      1448.353      1316.048      1300.541      1300.000
19        650.464      1801.750      2244.349      2231.366      2232.001
20        675.146      2828.047      1999.480      1987.392      1988.702
21        707.839      2410.055      2241.762      2230.628      2232.001
22        730.040      2193.901      2238.511      2228.914      2232.001
23        737.922      2451.324      2234.284      2227.843      2232.001
24        736.101      2722.447      2236.972      2228.344      2232.001
25        729.818      2354.006      2237.489      2228.820      2232.001
26        718.201      2274.223      2236.666      2228.366      2232.001
27        703.599      2367.670      2238.781      2229.000      2232.001
28        685.508      2290.435      2138.782      2126.217      2127.873
29        665.864      2237.190      2246.302      2231.510      2232.001
30        644.807      1417.052      1665.049      1649.542      1649.001
31       1003.075      1669.362      2244.349      2231.366      2232.001
32        728.055      2391.164      2242.779      2230.691      2232.001
33        500.000      2853.140      2443.529      2432.395      2433.768
34        500.000      3019.370      2558.245      2548.648      2551.735
35        500.000      2511.314      2512.274      2505.833      2509.991
36        648.942      3355.238      2840.762      2832.134      2835.791
37        589.075      2505.111      2596.593      2587.925      2591.105
38        691.403      3345.620      3227.063      3218.763      3222.398
39        678.469      2683.586      2554.697      2544.915      2547.917
40        661.027      2706.349      2554.697      2542.132      2543.788
41        640.431      3058.497      2886.731      2871.940      2872.431
42        619.556      2685.188      2552.475      2536.968      2536.427
43        608.693      2394.161      3425.637      3412.653      3413.289
44       1197.888      3430.997      3494.045      3481.957      3483.268
45        500.000      4197.832      3493.091      3481.957      3483.330
46        714.744      3555.945      3491.554      3481.957      3485.044
47        771.689      6221.803      6011.763      6005.321      6009.480
48        761.726      5643.745      5178.269      5169.641      5173.298
49       1262.309      3521.143      3490.626      3481.957      3485.138

```

50	772.903	3608.814	3490.257	3481.957	3485.592
51	765.484	3620.628	3491.739	3481.957	3484.959

GAMS Rev 121 Windows NT/95/98

01/24/04 14:25:39

PAGE 193

Otimizacao do Sistema Sao Francisco

E x e c u t i o n

571 VARIABLE qdfl.L vazao defluente total					
	tma	sob	itp	pam	xin
52	755.896	3646.175	3494.522	3481.957	3483.613
53	1716.186	3668.515	3496.749	3481.957	3482.448
54	1272.722	3630.178	3497.465	3481.957	3481.416
55	678.437	3317.782	3494.941	3481.957	3482.593
56	686.253	3356.600	3494.045	3481.957	3483.268
57	724.377	3496.326	3493.091	3481.957	3483.330
58	767.320	3187.677	3640.287	3630.690	3633.777
59	500.000	6067.427	5814.387	5807.946	5812.104
60	680.228	3545.848	2983.373	2974.744	2978.402
61	516.399	3227.920	3100.402	3091.734	3094.914
62	748.982	3498.607	3380.049	3371.750	3375.384
63	641.292	3086.748	2957.860	2948.078	2951.079
64	778.404	2864.857	2713.205	2700.640	2702.296
65	765.887	3308.903	3137.137	3122.345	3122.836
66	752.989	2685.188	2552.475	2536.968	2536.427
67	742.897	3033.058	3210.217	3197.233	3197.868
68	744.223	2701.343	2769.788	2757.700	2759.010
69	757.971	3223.676	3184.441	3173.308	3174.681
70	767.344	3311.721	3491.554	3481.957	3485.044
71	500.000	2959.566	3488.399	3481.957	3486.116
72	579.209	3361.854	3145.379	3136.750	3140.408

---- 571 VARIABLE qver.L vazao vertida					
	tma	sob	itp	pam	xin
31	386.271				
32	117.150				
33					201.767
34			75.868		319.734
35					277.990
36			303.922		603.790
37			41.896		359.104
38			672.366		990.397
39					315.916
40					311.787
41			332.034		640.430
42					304.426
43			930.807		1181.288
44	595.841	702.765	1060.407		1251.267
45		1502.195	1026.374		1251.329
46		674.499	985.990		1253.043
47		3064.259	3499.488	2585.492	3777.479
48		2192.898	2641.428	1729.578	2941.297
49	484.822		935.929		1253.137

50		70.747	935.560		1253.591
51		150.793	937.042		1252.958
52		266.688	939.825		1251.612
53	992.700	369.179	942.052		1250.447
54	581.277	409.155	944.990		1249.415

GAMS Rev 121 Windows NT/95/98

01/24/04 14:25:39

PAGE 194

Otimizacao do Sistema Sao Francisco

E x e c u t i o n

## 571 VARIABLE qver.L vazao vertida

	tma	sob	itp	pam	xin
55		160.344	958.684		1250.592
56		278.880	980.133		1251.267
57		485.040	987.527		1251.329
58			1134.722	152.480	1401.776
59		2747.463	3302.113	2383.368	3580.103
60			446.532		746.401
61			545.705		862.913
62			825.352		1143.383
63			403.163		719.078
64			158.508		470.295
65			582.440		890.835
66					304.426
67			673.960		965.867
68			255.875		527.009
69			678.877		942.680
70			997.820		1253.043
71			987.954		1254.115
72			608.538		908.407

## ---- 571 VARIABLE qtur.L vazao turbinada

	tma	sob	itp	pam	xin
1	500.000	2299.006	2237.489	2228.820	2232.001
2	500.000	2355.223	2236.666	2228.366	2232.001
3	500.000	2367.670	2238.781	2229.000	2232.001
4	500.000	2394.563	2242.910	2230.345	2232.001
5	500.000	2418.068	2246.302	2231.510	2232.001
6	500.000	1821.451	1688.738	1673.230	1672.689
7	500.000	2067.190	2244.349	2231.366	2232.001
8	500.000	1300.000	1324.445	1312.357	1313.667
9	500.000	1443.996	1309.761	1298.627	1300.000
10	745.228	2242.901	2238.511	2228.914	2232.001
11	568.884	1516.323	1302.283	1295.842	1300.000
12	739.614	2742.447	2236.972	2228.344	2232.001
13	728.621	1433.005	1305.488	1296.819	1300.000
14	714.782	2355.223	2236.666	2228.366	2232.001
15	699.002	1435.669	1306.780	1296.999	1300.000
16	681.297	1300.000	1310.909	1298.344	1300.000
17	664.564	1300.000	1635.532	1620.740	1621.231
18	651.108	1448.353	1316.048	1300.541	1300.000
19	650.464	1801.750	2244.349	2231.366	2232.001

20	675.146	2828.047	1999.480	1987.392	1988.702
21	707.839	2410.055	2241.762	2230.628	2232.001
22	730.040	2193.901	2238.511	2228.914	2232.001
23	737.922	2451.324	2234.284	2227.843	2232.001
24	736.101	2722.447	2236.972	2228.344	2232.001
25	729.818	2354.006	2237.489	2228.820	2232.001
26	718.201	2274.223	2236.666	2228.366	2232.001
27	703.599	2367.670	2238.781	2229.000	2232.001

GAMS Rev 121 Windows NT/95/98

01/24/04 14:25:39

PAGE 195

Otimizacao do Sistema Sao Francisco

E x e c u t i o n

571 VARIABLE qtur.L vazao turbinada

	tma	sob	itp	pam	xin
28	685.508	2290.435	2138.782	2126.217	2127.873
29	665.864	2237.190	2246.302	2231.510	2232.001
30	644.807	1417.052	1665.049	1649.542	1649.001
31	616.804	1669.362	2244.349	2231.366	2232.001
32	610.905	2391.164	2242.779	2230.691	2232.001
33	500.000	2853.140	2443.529	2432.395	2232.001
34	500.000	3019.370	2482.377	2548.648	2232.001
35	500.000	2511.314	2512.274	2505.833	2232.001
36	648.942	3355.238	2536.841	2832.134	2232.001
37	589.075	2505.111	2554.697	2587.925	2232.001
38	691.403	3345.620	2554.697	3218.763	2232.001
39	678.469	2683.586	2554.697	2544.915	2232.001
40	661.027	2706.349	2554.697	2542.132	2232.001
41	640.431	3058.497	2554.697	2871.940	2232.001
42	619.556	2685.188	2552.475	2536.968	2232.001
43	608.693	2394.161	2494.830	3412.653	2232.001
44	602.047	2728.232	2433.638	3481.957	2232.001
45	500.000	2695.637	2466.716	3481.957	2232.001
46	714.744	2881.445	2505.564	3481.957	2232.001
47	771.689	3157.543	2512.274	3419.830	2232.001
48	761.726	3450.847	2536.841	3440.062	2232.001
49	777.487	3521.143	2554.697	3481.957	2232.001
50	772.903	3538.068	2554.697	3481.957	2232.001
51	765.484	3469.835	2554.697	3481.957	2232.001
52	755.896	3379.486	2554.697	3481.957	2232.001
53	723.486	3299.336	2554.697	3481.957	2232.001
54	691.444	3221.023	2552.475	3481.957	2232.001
55	678.437	3157.438	2536.257	3481.957	2232.001
56	686.253	3077.720	2513.912	3481.957	2232.001
57	724.377	3011.286	2505.564	3481.957	2232.001
58	767.320	3187.677	2505.564	3478.210	2232.001
59	500.000	3319.964	2512.274	3424.578	2232.001
60	680.228	3545.848	2536.841	2974.744	2232.001
61	516.399	3227.920	2554.697	3091.734	2232.001
62	748.982	3498.607	2554.697	3371.750	2232.001
63	641.292	3086.748	2554.697	2948.078	2232.001
64	778.404	2864.857	2554.697	2700.640	2232.001
65	765.887	3308.903	2554.697	3122.345	2232.001
66	752.989	2685.188	2552.475	2536.968	2232.001
67	742.897	3033.058	2536.257	3197.233	2232.001

68	744.223	2701.343	2513.912	2757.700	2232.001
69	757.971	3223.676	2505.564	3173.308	2232.001
70	767.344	3311.721	2493.735	3481.957	2232.001
71	500.000	2959.566	2500.445	3481.957	2232.001
72	579.209	3361.854	2536.841	3136.750	2232.001

GAMS Rev 121 Windows NT/95/98

01/24/04 14:25:39

PAGE 196

Otimizacao do Sistema Sao Francisco

E x e c u t i o n

---- 571 VARIABLE armusi.L armazenamento por usina

	tma	sob	itp
0	83.000	70.000	100.000
1	79.946	65.542	100.000
2	75.225	55.413	100.000
3	70.581	43.798	100.000
4	64.687	30.865	100.000
5	58.266	16.555	100.000
6	53.125	9.195	95.520
7	56.111	7.441	70.120
8	62.975	15.729	56.510
9	63.756	19.779	56.510
10	61.155	17.635	56.510
11	61.841	22.097	67.380
12	55.618	15.398	100.000
13	47.852	14.409	100.000
14	39.332	5.769	100.000
15	31.039	2.984	100.000
16	22.550	1.364	87.785
17	16.718		51.046
18	12.101		47.091
19	16.223		2.834
20	32.719	8.218	53.928
21	47.301	20.437	56.510
22	58.068	47.502	56.510
23	57.091	45.485	67.380
24	55.700	38.968	100.000
25	49.208	35.647	100.000
26	41.813	29.241	100.000
27	33.276	20.300	100.000
28	24.167	10.308	100.000
29	16.258		86.855
30	8.127		53.947
32	2.572		
33	24.307	11.941	21.916
34	30.514	25.772	56.510
35	39.393	56.714	67.380
36	37.290	63.850	100.000
37	33.918	63.735	100.000
38	28.844	53.606	100.000
39	22.141	44.713	100.000
40	14.410	33.551	100.000
41	6.838	17.691	100.000
42	0.465	5.969	95.520
43			7.995

45	22.086	0.932	56.510
46	71.889	21.466	56.510
47	90.160	95.360	67.380
48	94.667	99.340	100.000
49	84.103	100.000	100.000
50	79.797	90.857	100.000
51	73.524	76.231	100.000
52	66.208	58.742	100.000

GAMS Rev 121 Windows NT/95/98

01/24/04 14:25:39

PAGE 197

Otimizacao do Sistema Sao Francisco

E x e c u t i o n

571 VARIABLE armusi.L armazenamento por usina

	tma	sob	itp
53	43.141	49.410	100.000
54	26.041	36.357	95.520
55	24.757	29.773	70.120
56	33.338	20.940	56.510
57	67.966	18.993	56.510
58	87.960	59.169	56.510
59	94.119	95.360	67.380
60	100.000	97.180	100.000
61	100.000	93.522	100.000
62	94.841	81.598	100.000
63	90.201	70.541	100.000
64	81.426	60.534	100.000
65	72.474	45.075	100.000
66	63.223	35.449	95.520
67	58.570	25.067	70.120
68	65.041	33.349	56.510
69	77.690	47.591	56.510
70	78.286	58.481	38.415
71	82.370	53.503	67.380
72	83.000	70.000	100.000

---- 571 VARIABLE ener.L energia por usina

	tma	sob	itp	pam	xin
1	225.715	519.267	970.020	2142.843	2309.016
2	222.896	519.217	969.663	2142.420	2309.016
3	219.496	502.177	970.580	2143.010	2309.016
4	215.622	480.517	972.370	2144.263	2309.016
5	210.973	446.511	973.840	2145.348	2309.016
6	206.440	316.748	730.883	1621.384	1730.406
7	205.584	340.292	959.351	2145.213	2309.016
8	209.471	228.648	556.381	1278.218	1358.995
9	212.441	266.365	546.608	1265.092	1344.856
10	313.581	403.124	934.208	2142.930	2309.016
11	239.645	283.390	546.368	1262.428	1344.856
12	306.967	482.836	956.629	2142.399	2309.016
13	294.201	258.422	565.969	1263.363	1344.856
14	278.482	389.165	969.663	2142.420	2309.016

15	261.038	233.135	566.529	1263.534	1344.856
16	242.073	207.094	565.622	1264.821	1344.856
17	224.739	203.273	690.560	1571.689	1677.172
18	211.216	222.760	545.086	1266.921	1344.856
19	210.577	272.103	904.934	2145.213	2309.016
20	235.635	427.680	809.117	1917.263	2057.323
21	270.744	413.183	934.352	2144.527	2309.016
22	295.834	432.643	934.208	2142.930	2309.016
23	304.986	512.607	937.386	2141.933	2309.016
24	302.860	553.554	956.629	2142.399	2309.016
25	295.579	473.873	970.020	2142.843	2309.016

GAMS Rev 121 Windows NT/95/98

01/24/04 14:25:39

PAGE 198

Otimizacao do Sistema Sao Francisco

E x e c u t i o n

571 VARIABLE ener.L energia por usina

	tma	sob	itp	pam	xin
26	282.329	447.331	969.663	2142.420	2309.016
27	266.067	442.239	970.580	2143.010	2309.016
28	246.525	398.551	927.227	2047.165	2201.295
29	226.065	351.790	968.850	2145.348	2309.016
30	205.011	218.302	703.773	1598.966	1705.899
31	178.418	253.829	906.699	2145.213	2309.016
32	173.021	350.552	878.547	2144.585	2309.016
33	160.473	439.924	969.800	2331.849	2309.016
34	179.446	524.788	1017.007	2439.290	2309.016
35	187.570	507.273	1054.015	2399.761	2309.016
36	246.953	716.158	1084.866	2699.796	2309.016
37	221.320	555.488	1107.539	2475.509	2309.016
38	252.819	710.308	1107.539	3051.701	2309.016
39	239.103	562.369	1107.539	2435.845	2309.016
40	221.149	542.166	1107.539	2433.277	2309.016
41	200.749	558.147	1107.539	2736.206	2309.016
42	180.961	444.455	1104.706	2428.511	2309.016
43	171.016	364.650	1032.351	3226.720	2309.016
44	165.051	380.447	957.939	3289.044	2309.016
45	156.935	365.533	997.857	3289.044	2309.016
46	278.440	453.914	1045.658	3289.044	2309.016
47	345.628	600.292	1054.015	3118.635	2309.016
48	354.024	775.502	1084.866	3173.685	2309.016
49	354.024	840.105	1107.539	3289.044	2309.016
50	347.133	831.522	1107.539	3289.044	2309.016
51	337.984	787.545	1107.539	3289.044	2309.016
52	326.328	731.005	1107.539	3289.044	2309.016
53	288.322	682.459	1107.539	3289.044	2309.016
54	252.864	636.491	1104.706	3289.044	2309.016
55	239.070	600.233	1084.128	3289.044	2309.016
56	247.317	556.124	1056.060	3289.044	2309.016
57	289.339	520.510	1045.658	3289.044	2309.016
58	340.238	617.357	1045.658	3278.649	2309.016
59	232.791	694.808	1054.015	3131.515	2309.016
60	321.650	836.606	1084.866	2830.051	2309.016
61	247.513	766.218	1107.539	2936.509	2309.016
62	354.024	805.955	1107.539	3189.878	2309.016

63	298.990	696.481	1107.539	2805.736	2309.016
64	353.989	631.147	1107.539	2579.223	2309.016
65	338.479	688.174	1107.539	2964.306	2309.016
66	322.832	541.450	1104.706	2428.511	2309.016
67	310.827	572.298	1084.128	3032.207	2309.016
68	312.392	512.893	1056.060	2631.600	2309.016
69	328.834	638.025	1045.658	3010.529	2309.016
70	340.267	689.862	1030.997	3289.044	2309.016
71	224.884	630.494	1039.302	3289.044	2309.016
72	261.973	720.195	1084.866	2977.378	2309.016

---- 571 VARIABLE em.L = 6410.202 energia  
media total

GAMS Rev 121 Windows NT/95/98 01/24/04 14:25:39  
PAGE 199  
Otimizacao do Sistema Sao Francisco  
E x e c u t i o n

571 VARIABLE qverm.L = 1361.576 vazao  
media vertida  
total

---- 571 PARAMETER qqmin  
tma 500.000, sob 1300.000, xin 1300.000

---- 571 MODEL fase1.MODELSTAT = 2.000

EXECUTION TIME = 0.110 SECONDS 1.9 Mb WIN200-  
121

\*\*\*\* FILE SUMMARY

INPUT C:\TESE\GAMS\FASE1.GMS  
OUTPUT C:\TESE\GAMS\FASE1.LST



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANA, Agência Nacional de Águas. **Resolução no. 145**, de 22 de Julho de 2002. Brasília: Ana, 2002.

BARROS, M.T.L. **Análise de modelos multivariados para geração de séries mensais de vazões**. 1984. 207p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1984.

BARROS, M.T.L. **Otimização estocástica implícita de um sistema de reservatórios considerando múltiplos objetivos**. 1989. 289p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1989.

BARROS, M.T.L. et al. Optimization of large-scale hydropower systems operations. Journal of Water Resources Planning and Management, v.129, n.3, p178-188, May 2003

BELLMAN, R.; DREYFUS, S. **Applied dynamic programming**. Princeton: Princeton University Press, 1962.

BOGARDI, J.J.; NACHTNEBEL, H-P. (Ed.). **Multicriteria decision analysis in water resources management**. Paris: UNESCO, 1994.

BOX, G.E.P.; JENKINS, G. **Time series analysis**, forecasting and control. San Francisco: Holden-Day, 1976.

BRAGA, B.P.F. et al. Siscom: sistema computadorizado de apoio ao planejamento e operação de sistemas hidroelétricos. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v.3, n.4, p.89-101, 1998.

BRAGA, B.P.F. et al. Stochastic optimization of multiple-reservoir-system operation. Journal of Water Resources Planning and Management, v.117, n.4, p.471-481, Jul.1991.

BROOKE, A. et al. **GAMS: A User's Guide**. Washington-DC: GAMS Development Corporation, December 1998.

CAMPODÓNICO, N. et al. **Modelo SDDP: Manual do Usuário – Versão 7.1**. Rio de Janeiro: PSRI, Agosto 2002.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Projeto newave – modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes – manual do usuário - versão 10**. Rio de Janeiro: Cepel, Abril 2002a.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Determinação da coordenação da operação a curto prazo – manual do usuário - Versão 9.0**. Rio de Janeiro: Cepel, Abril 2002b. (Revisão 0)

CHESF, Cia. Hidro Elétrica do São Francisco. Recife. **Demonstrações financeiras de 2002**. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/financeira>. Acesso em: outubro de 2003.

CODEVASF, Cia. de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba. Brasília. **Projetos de irrigação no vale do São Francisco** – fonte de desenvolvimento sustentável do nordeste. Disponível em: <http://www.codevasf.gov.br/produtos/publicacoes.htm> . Acesso em: outubro de 2003

COHON, J.L. **Multiobjective programming and planning**. New York: Academic Press, 1978.

CONOVER, W.J. **Practical nonparametric statistics** 2.ed. New York: John Wiley & Sons, 1980.

CZYZYK, J. et al. **PCx user guide** (Version 1.1). Optimization Technology Center, November 1997. (Technical Report OTC 96/01)

DAEE, Departamento de Águas e Energia Elétrica, Governo do Estado de São Paulo, Secretaria de Recursos Hídricos, Saneamento e Obras, Conselho Estadual de Recursos Hídricos. **Legislação sobre recursos hídricos** – outorga e fiscalização. São Paulo: Dae, Julho 2000.

DANDY, G.C.; HASSANLI, A.M. Optimum design and operation of multiple subunit drip irrigation systems. Journal of Irrigation and Drainage Engineering, v.122, n.5, p.265-275, Sep./Oct. 1996.

FOURER, R., GAY, D.M., KERNIGHAN, B.W. **AMPL: a modeling language for mathematical programming**. 2.ed. Pacific Grove: Thomson Brooks/Cole, 2003.

FRANCATO, A.L.; BARBOSA, P.S.F. Fatores determinantes das propriedades operativas ótimas de um sistema hidroelétrico. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 12., Vitória, 1997. **Anais**. Porto Alegre: ABRH, 1997. 1 CD-ROM.

GEORGAKAKOS, A.P.; YAO, H.; YU, Y. A control model for dependable hydropower capacity optimization. Water Resources Research, v.33, n.10, p.2349-2365, Oct. 1997(a).

GEORGAKAKOS, A. P.; YAO, H.; YU, Y. Control models of hydroelectric energy optimization. Water Resources Research, v.33, n.10, p.2367-2379, Oct. 1997(b).

HAIMES, Y.Y.; ALLEE, D.J. (Ed.) **Multiobjective analysis in water resources**. New York: ASCE, 1982.

HILLIER, F.S.; LIEBERMAN, G.J. **Introduction to operations research**. New York: McGraw-Hill, 1995.

- JOHNSTON, J. **Econometrics methods**. New York: McGraw-Hill, 1963.
- KARAMOUZ M.; HOUCK, M.H.; DELLEUR J.W. Optimization and simulation of multiple reservoir system. Journal of Water Resources Planning and Management, v.118, n.1, p.71-81, Jan./Feb. 1992.
- KELMAN, J. et al. Sampling stochastic dynamic programming applied to reservoir operation. Water Resources Research, v.26, n.3, p.447-454, Mar. 1990.
- KELMAN CONSULTORIA. **GESS 2001** – gerador estocástico de series sintéticas – manual del usuário. Kelman Consultoria Ltda.: Rio de Janeiro, Maio 2001a.
- KELMAN CONSULTORIA. **GESS 2001** – gerador estocástico de series sintéticas – manual de metodología. Kelman Consultoria Ltda.: Rio de Janeiro, Maio 2001b.
- KHALIQUZZAMAN; CHANDER, S. Network flow programming model for multireservoir sizing. Journal of Water Resources Planning and Management, v.123, n.1, p.15-22, Jan./Feb. 1997.
- LABADIE, J. Combining simulation and optimization in river basin management. In: MARCO, J. et al. (Ed.) **Stochastic hydrology and its uses in water resources systems simulation and optimization**. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1993. p.345-371.
- LABADIE, J. Dynamic programming with the microcomputer. In: KENT, A.; WILLIAMS, J. (Ed.) **Encyclopedia of microcomputer**. New York: Marcel Dekker Inc., 1990. v.5, p.275-337.
- LABADIE, J. Reservoir system optimization models. Water Resources Update Journal, Universities Council on Water Resources (UCOWR), Issue107, p83-110, 1998.
- LANE, W.L.; FREVERT, D.K. **Applied stochastic techniques** – LAST personal package computer version 5.2 – user manual. Denver: Bureau of Reclamation/U.S. Department of Interior, October 1990.
- LOPES, J.E.G. **Otimização de sistemas hidroenergéticos**. 2001. 85p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2001.
- LOPES, J.E.G.; BARROS, M.T.L.; BRANDÃO, J.L.B. **Projeto de gerenciamento integrado das atividades desenvolvidas em terra na bacia do São Francisco** - subprojeto 4.4: determinação de subsídios para procedimentos operacionais dos principais reservatórios da bacia do São Francisco. Brasília: ANA/GEF/PNUMA/OEA, Novembro 2002.

LOUCKS, D.P.; STEDINGER, J.R.; HAITH, D.A. **Water resources planning and analysis**. Englewood Cliffs: Prentice-Hall Inc., 1981.

LUND, J.R.; FERREIRA, I. Operating rule optimization for Missouri river reservoir system. Journal of Water Resources Planning and Management, v.122, n.4, p.287-295, Jul./Aug. 1996.

LUND, J.R.; GUZMAN, J. Derived operating rules for reservoir in series or in parallel. Journal of Water Resources Planning and Management, v.125, n.3, p.143-153, May/Jun. 1999.

MAASS, A. et al. **Design of water-resource systems**. Cambridge: Harvard University Press, 1962.

MACEIRA, M.E.P. **Operação ótima de reservatórios com previsão de afluências**. 1989. Dissertação (Mestrado) - Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 1989.

MARTIN, Q.W. Optimal reservoir control for hydropower on Colorado river, Texas. Journal of Water Resources Planning and Management, v.121, n.6, p.438-446, Nov./Dec. 1995.

MAYS, L.W. **Water resources handbook**. New York: McGraw-Hill, 1996.

MURTAGH, B.A.; SAUNDERS, M.A. **Minos 5.4 user's guide**. Stanford: Systems Optimization Laboratory, Stanford University, February 1995. (Technical Report SOL 83-20R).

OLIVEIRA, R.; LOUCKS, D.P. Operating rules for multireservoir systems. Water Resources Research, v.33, n.4, p.839-852, Apr. 1997.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos**. Rio de Janeiro: Ons, Novembro 2002a. (RE 3/332/2002).

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Diretrizes para as regras de operação de controle de cheias: ciclo 2002/2003**. Rio de Janeiro: Ons Outubro 2002b. (RE 3/229/2002).

PENG, C-S.; BURAS, N. Dynamic operation of a surface water resources system. Water Resources Research, v. 36, n. 9, p.2701-2709, Sep. 2000.

PEREIRA, M.; CAMPODÓNICO, N.; KELMAN, R. **Long term hydro scheduling based on stochastic models**. International conference on electrical power systems operation and management - EPSOM'98. Zurich, 1998. Disponível em: [http://www.psr-inc.com/psr/download/pereira\\_epsom98.pdf](http://www.psr-inc.com/psr/download/pereira_epsom98.pdf). Acesso em: novembro de 2003.

PHILBRICK Jr., C.R.; KITANIDIS, P.K. Limitations of deterministic optimization applied to reservoir operations. Journal of Water Resources Planning and Management, v.125, n.3, p.135-142, May/Jun. 1999.

PONNAMBALAM, K.; ADAMS, B.J. Stochastic optimization of multireservoir systems using a heuristic algorithm: case study from India. Water Resources Research, v.32, n.3, p.733-741, Mar. 1996.

PORTO, R.L.L.; MELLO, A.V. **Sistema generalizado para simulação da transposição da bacia do rio São Francisco para o nordeste setentrional**. Brasília: ANA, Setembro 2003.

RAGSDALE, C.T. **Spreadsheet modeling and decision analysis**. Cincinnati: South-Western College Publishing, 2001.

REIS, L.F.R.; CHAUDHRY, F.H. Caracterização estocástica da resposta ótima de um sistema hidrelétrico via programação dinâmica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 9., Rio de Janeiro, 1991. **Anais**. São Paulo: ABRH, 1991. v.2., p.357-367.

ROS, D.A. **Análise de funções objetivo para otimização da operação de sistemas hidroenergéticos**. 2002. 138p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2002.

SALAS, J.D. Analysis and modeling of hydrologic time series. In: MAIDMENT, D.R. **Handbook of hydrology**. New York: McGraw-Hill Inc., 1993. p.19.1-19.72

SALAS, J.D. et al. **Stochastic analysis, modeling and simulation (SAMS) version 2000, user's manual**. Fort Collins: Colorado State University, October 2000. (Technical Report n. 10).

SEIFI, A.; HIPEL, K.W. Interior-point method for reservoir operation with stochastic inflows. Journal of Water Resources Planning and Management, v.127, n.1, p.48-57, Jan./Feb. 2001.

TEJADA-GUILBERT, J.A.; STEDINGER, J.R.; STASCHUS, K. Optimization of value of cvp's hydropower production. Journal of Water Resources Planning and Management, v.116, n.1, p.52-70, Jan. 1990.

VALENCIA, R.D.; SCHAAKE Jr., J.C. Disaggregation processes in stochastic hydrology. Water Resources Research, v.9, n.3, p.580-585, 1973.

VEDULA, S.; KUMAR, D.N. An integrated model for optimal reservoir operation for irrigation of multiple crops. Water Resources Research, v.32, n.4, p.1101-1108, Apr. 1996.

WRIGHT, S. J. Algorithms and software for linear and nonlinear programming. Foundations of Computer-Aided Process Design, CACHE Publications, 1999.

WURBS, R.A. Reservoir-system simulation and optimization models. Journal of Water Resources Planning and Management, v.119, n.4, p.455-472, Jul./Aug. 1993.

WURBS, R.A. **Modeling and analysis of reservoir system operations.** Upper Saddle River: Prentice Hall PTR, 1996.

YEH, W.W-G. Reservoir management and operations models: a state-of-the-art review. Water Resources Research, v.21, n.12, p.1797-1818, Dec. 1985.