

# OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROENERGÉTICOS: IMPACTOS DE DIFERENTES OBJETIVOS

Deise Assenci Ros<sup>1</sup> & Mario Thadeu Leme de Barros<sup>2</sup>

**Resumo** - O trabalho trata de uma pesquisa feita para comparar diferentes funções objetivo para otimizar a operação de sistemas hidroenergéticos complexos. Seis funções foram consideradas cobrindo um grande número de possibilidades: (FO1) minimizar a perda da energia potencial armazenada, (FO2) minimizar desvios entre o armazenamento e sua meta, (FO3) maximizar a produção total de energia, (FO4) minimizar a energia vertida, (FO5) minimizar complementação de energia, e (FO6) maximizar o lucro derivado da energia secundária. A otimização foi feita utilizando o modelo SISOPT, desenvolvido por uma equipe de pesquisadores da EPUSP e UCLA, e usa diferentes métodos para solucionar problemas de operação. A otimização pode ser resolvida por métodos lineares e não lineares, para a obtenção de resultados mais precisos, o modelo não linear foi escolhido. O sub-sistema escolhido foi o Sistema Paranapanema, localizado no sul do Estado de São Paulo. As funções objetivo foram analisadas considerando diferentes séries hidrológicas. Diversos resultados foram obtidos para a análise comparativa. Os resultados mostraram que, em geral, a função objetivo utilizada para minimizar a complementação de energia no sistema, produz políticas de operação mais adequadas para o sistema hidroenergético.

**Abstract** - A research was conducted to compare different objective functions to optimize complex hydropower operation systems. Six functions were considerate covering a large number of possibilities: (FO1) minimize the loss of the stored potential energy, (FO2) minimize storage deviations from targets, (FO3) maximize total energy production, (FO4) minimize spilled energy, (FO5) minimize energy complementation, and (FO6) maximize the profit derived from secondary energy. The optimization was done with the SISOPT model which was developed by a team of EPUSP and UCLA researchers and uses different methods to solve the operation problem. The optimization can be solved by Linear or Non linear methods. In order to get accurate results, the

---

<sup>1</sup> Idade: 33 anos, Engenheira Civil, Bolsista EPUSP/CNPq, Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária da Escola Politécnica da USP - Av. Prof. Almeida Prado, 271, CEP 05508-900 – Tel.: 55 11 3091-5586 - E-mail: [deiseros@hotmail.com](mailto:deiseros@hotmail.com)

<sup>2</sup> Professor Associado, Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária da Escola Politécnica da USP - Av. Prof. Almeida Prado, 271, CEP 05508-900 – Tel.: 55 11 3091-5586- E-mail: [mtbarros@usp.br](mailto:mtbarros@usp.br)

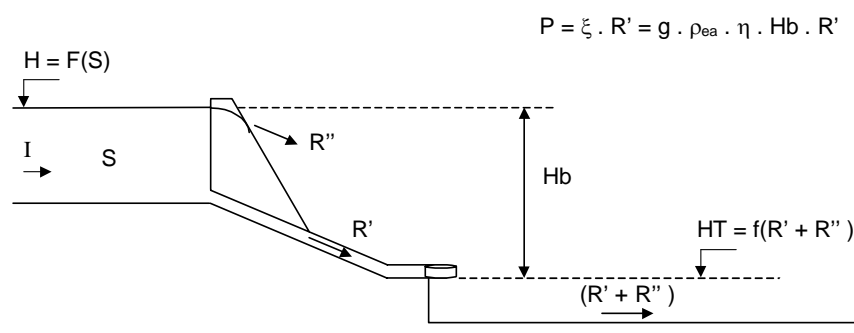
non-linear model was selected. The sub-system selected for case study was the Paranapanema System, located at the south of State of São Paulo. The objective functions were analyzed considering different hydrological series. A set of data were obtained for comparative analysis. The results showed that in general the objective function used to minimize the complementation of energy demand in the entire system produces more suitable operation policies for the hydropower system.

**Palavras-chave** - otimização, operação hidroenergética, geração elétrica

## INTRODUÇÃO

Este artigo trata de pesquisa operacional aplicada à otimização de sistemas hidroenergéticos. Os resultados dependem da escolha correta da função objetivo a ser otimizada e das condições de contorno do problema. A pesquisa foi conduzida de maneira a comparar diferentes funções objetivo para otimizar a operação de sistemas hidroenergéticos complexos. Seis funções objetivo foram consideradas, cobrindo um grande número de possibilidades, utilizando o Modelo de Otimização SISOPT que foi desenvolvido por uma equipe de pesquisadores da EPUSP e UCLA (BARROS, 2003) e usa diferentes métodos para resolver o problema da operação. A otimização pode ser resolvida por métodos lineares e não lineares, mas para a obtenção de resultados mais precisos, o modelo não linear foi escolhido. O sub-sistema escolhido foi o Sistema Paranapanema, localizado no sul do Estado de São Paulo.

## OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS



**Figura 1** - Esquema de Usina Hidroelétrica e grandezas envolvidas

Pode-se definir  $H$  como o nível d'água a montante, no reservatório, e  $HT$  como o nível d'água no canal de fuga, a jusante; a diferença entre  $H$  e  $HT$  é chamada de queda bruta ( $Hb$ ). O volume de água armazenada ( $S$ ) no reservatório é alimentado pela vazão afluenta ( $I$ ), parte dele será responsável pela produção de energia gerando a potência ( $P$ ), essa parcela que gera energia é chamada de vazão turbinada ( $R'$ ). O volume excedente de água que poderá extravasar ou deverá ser vertido para suprimento de usinas a jusante constitui a parcela de energia conhecida como energia vertida ou não turbinada ( $R''$ ). O nível d'água no canal de fuga ( $HT$ ) é função da soma das vazões turbinada e vertida ( $R' + R''$ ), que pode ser chamada de vazão defluente. A potência gerada é função da queda bruta e da vazão turbinada e a energia produzida corresponde à potência gerada num determinado intervalo de tempo que aqui será sempre referente ao mês, ou seja, a energia produzida será a potência média gerada durante um mês ou determinado número de meses, em  $MW_{médio}$ , expressa como:

$$P = g \cdot \rho_{ea} \cdot \eta \cdot Hb \cdot R' = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta \cdot Hb \cdot R' \quad (1)$$

onde  $P$ : potência gerada (MW);  $g$ : aceleração da gravidade em ( $m/s^2$ );  $\rho_{ea}$ : peso específico da água em ( $kg/cm^3$ );  $R'$ : vazão turbinada ( $m^3/s$ );  $Hb$ : queda bruta (m);  $\eta$ : adimensional que representa o rendimento médio do conjunto turbina-gerador. O rendimento também pode variar em função da queda bruta e da vazão turbinada, porém será considerado constante no intervalo de discretização mensal. Uma grandeza de interesse no equacionamento é a produtividade  $\xi$ , expressa em [ $MW/(m^3/s)$ ], parte da eq.(1):

$$\xi = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta \cdot Hb \quad (2)$$

Desta forma, pode-se simplificar a eq.(1) como

$$P = \xi \cdot R' \quad (3)$$

A operação de sistemas reservatórios para a geração hidroelétrica pode ser feita através de técnicas de simulação e/ou otimização, que utilizam como ferramentas de solução, os Modelos Matemáticos.

Modelos Matemáticos são a representação matemática de um Sistema que retêm as características essenciais desse sistema para um propósito específico, definindo como Sistema o grupo de componentes inter-relacionados funcionando para um propósito comum. Um sistema consiste em variáveis de entrada, descrição da transição de estado e variáveis de saída.

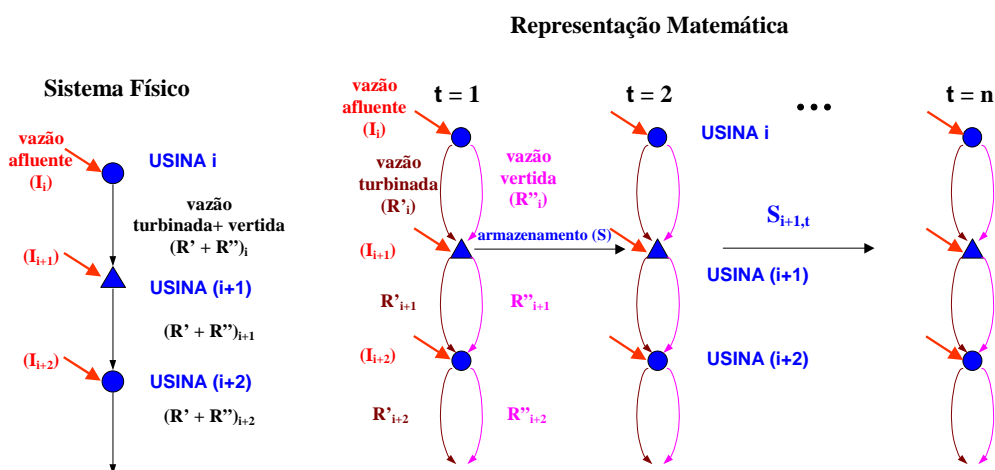
As Variáveis de Decisão são variáveis que podem ser controladas para alterar as variáveis de saída de um sistema, as Variáveis de Estado são variáveis que contêm informações sobre o estado das principais características de um sistema em um certo intervalo de tempo.

Enquanto a Simulação é um processo iterativo de utilização de um modelo matemático, alterando as variáveis de decisão com valores possíveis, até que o usuário decida que tenha encontrado a melhor solução para atingir um desempenho específico, a Otimização é similar a Simulação, exceto que um procedimento matemático é utilizado para ajustar as variáveis de decisão até que esse procedimento encontre a melhor solução.

A formulação básica da otimização é baseada na definição de uma Função Objetivo que será otimizada, maximização ou minimização, respeitando as Equações de Restrição da formulação.

Sendo assim, Função Objetivo é uma medida quantitativa do desempenho de um aspecto específico de um sistema e, Equações de Restrição são equações que limitam os valores possíveis de variáveis de decisão e de estado de um sistema.

A Representação Matemática de um Sistema de Usinas em Série pode ser apresentada como na Figura 2, onde tem-se o acoplamento espacial entre as usinas. Neste caso, em série, a vazão defluente de uma usina será turbinada ou armazenada na de jusante. Há também um acoplamento no tempo, isto é, uma decisão de defluência num dado intervalo afeta o volume armazenado que interfere nas decisões dos intervalos futuros, e portanto, na produção de energia total do período considerado. Pode-se identificar então as variáveis de decisão como as vazões turbinadas e vertidas (arcos verticais) e como variável de estado, o armazenamento (arcos horizontais).



**Figura 2 - Representação Matemática de um Sistema Hidroenergético**

Os Modelos de Otimização seguem seguinte estrutura:

Otimize: Função Objetivo  $max$  ou  $min \{f(x)\}$

$$\begin{aligned} \text{Sujeito a:} \quad & g_1(x) \leq b_1 \\ & g_2(x) \geq b_2 \\ & g_3(x) = b_3 \end{aligned} \tag{4}$$

onde  $x$ : representa o vetor das variáveis de decisão;  $f(x)$ : representa a função objetivo a ser otimizada;  $g_1(x)$ ,  $g_2(x)$ ,  $g_3(x)$ : representam as equações de restrição;  $b_1$ ,  $b_2$ ,  $b_3$ : valores a serem respeitados pelas equações de restrição (vetor dos recursos).

Há diversas técnicas de solução de problemas de otimização, podem-se citar as mais conhecidas e empregadas como, a Programação Linear (PL) que tem como característica básica a formulação ser linear, ou seja, tanto a função objetivo como as equações de restrição devem ser lineares; a Programação Não Linear (PNL) que tem em sua formulação, pelo menos uma das equações, não linear; Programação Dinâmica (PD) é um método que trata de processos de decisão sequencial em vários estágios soluciona um grande número de problemas de programação discreta, a função objetivo e as restrições podem ser não lineares e até mesmo descontínuas, trata o problema em estágios de forma que o ótimo de cada estágio é independente dos demais, o que dá maior flexibilidade na análise de sistemas complexos. Sua estrutura é formada por: função objetivo, função de transformação (mudança) de estado, equações de restrição, funções recursivas.

Derivadas dessas técnicas mais gerais, desenvolveram-se outras que podem associar mais de uma técnica, como a PL-PD, Programação Linear associada à Programação Dinâmica; os métodos mais particulares que resolvem Redes de Fluxo utilizando rotinas de PL em problemas com características apropriadas para essa técnica; além de métodos que resolvem a PNL por processos iterativos ou sucessivos, como a Programação Linear Iterativa (PLI) e a Programação Linear Sucessiva (PLS).

Além das técnicas de otimização citadas, existem diversas outras e cada uma pode ser resolvida por modelos matemáticos que utilizam diferentes rotinas de cálculo. Portanto, um mesmo problema pode ser resolvido através de diferentes técnicas e rotinas, porém devem ser observadas as características do problema em análise para que a escolha da técnica seja correta, pois quando se trata um problema não linear como linear, deve-se verificar quais serão as implicações dessa escolha nos resultados e como os mesmos deverão ser analisados.

Deve-se ressaltar que cada técnica pode ser resolvida de forma determinística ou estocástica, implícita ou explícita.

A otimização determinística utiliza como variáveis de entrada, séries históricas, dados observados; a otimização estocástica implícita utiliza como variáveis de entrada séries geradas sinteticamente ou por métodos de previsão, ou seja, com base na série histórica; e a otimização estocástica explícita utiliza na formulação da otimização, procedimentos estocásticos, aplicados na série histórica original como variável de entrada.

### Formulação Básica do Problema

O modelo básico é formulado utilizando-se equações não lineares, portanto, será utilizada a técnica de PNL, que fornece uma formulação mais geral e permite a fundamentação para análises por outros métodos (Yeh, 1985). Com o avanço tecnológico na área da informática, tornou-se uma ferramenta viável para a solução de problemas de otimização de sistemas de grande porte em recursos hídricos (Peng and Buras, 2000).

O modelo PNL proposto foi concebido de forma a ser utilizado em muitas situações práticas e facilmente incorporado a um sistema de suporte a decisões. Permite ao usuário a atualização de dados, execução do modelo e a visualização gráfica dos resultados com muita facilidade.

Tradicionalmente, um sistema de reservatórios é concebido para múltiplos usos. Neste trabalho, foram considerados os seguintes objetivos: minimizar a perda de energia potencial armazenada; minimizar a somatória dos quadrados dos desvios entre o armazenamento e sua meta; maximizar a produção total de energia no sistema; minimizar a energia vertida, não turbinável, no sistema; minimizar a complementação de energia no sistema; e maximizar o lucro obtido pela energia secundária.

Combinando os seis objetivos por um método de ponderação, ou tratando alguns objetivos como restrições, pode-se analisar o problema de múltiplos usos. Deve-se analisar com muito critério as combinações para não tornar o problema de solução indesejável ou impossível.

A seguir, são apresentadas todas as equações utilizadas no modelo.

### Função Objetivo 1 (FO1)

A função objetivo 1 minimiza a perda de energia potencial armazenada, Becker and Yeh, 1974.

$$\min f_1 = \sum_t \sum_i (c'_i R'_{i,t} + c''_i R''_{i,t}) \quad (5)$$

onde  $R'_{i,t}$  : vazão turbinada  $i$  no período  $t$  ( $m^3/s$ );  $R''_{i,t}$  : vazão vertida  $i$  no período  $t$  ( $m^3/s$ );  $c'_i$ ,  $c''_i$  : coeficientes de ponderação da vazão turbinada e vertida, respectivamente.

Para minimizar a vazão vertida, deve-se impor um valor alto para o coeficiente  $c''_i$ .

### Função Objetivo 2 (FO2)

A função objetivo 2 minimiza a somatória dos quadrados dos desvios entre o armazenamento e sua meta, pode ser expressa de duas formas diferentes:

$$\min f_2 = \sum_t \sum_i (S_{i,t} - T_{i,t})^2 \quad (6a)$$

ou

$$\min f_2 = \sum_t ((\sum_i S_{i,t}) - T_t)^2 \quad (6b)$$

onde  $S_{i,t}$ : armazenamento final no  $i$ -ésimo reservatório ao final do período  $t$  ( $\text{hm}^3$ );  $T_{i,t}$ : meta de armazenamento final no  $i$ -ésimo reservatório ao final do período  $t$  ( $\text{hm}^3$ );  $T_t$ : meta de armazenamento final para o vetor de somatória de armazenamento final do sistema como um todo no final do período  $t$  ( $\text{hm}^3$ ).

Pode-se otimizar a FO2 de duas maneiras diferentes, gerando políticas de operação muito diferentes. Quando é adotada uma curva guia (meta de armazenamento) para o sistema como um todo, o sistema é operado de maneira a seguir uma trajetória de armazenamentos médios mensais seguindo a meta do sistema, permitindo o deplecionamento livre dos reservatórios em separado. No caso de se adotar diferentes curvas guias para cada reservatório do sistema, a otimização será alcançada de maneira que a trajetória dos armazenamentos de cada reservatório siga a sua meta particular, não havendo uma meta para o sistema como um todo.

### Função Objetivo 3 (FO3)

A função objetivo 3 maximiza a produção total de energia no sistema.

$$\max f_3 = \sum_t \sum_i (\xi_{i,t} R'_{i,t}) \quad (7)$$

onde  $\xi_{i,t}$ : função de produção de energia do reservatório  $i$  no período  $t$  ( $\text{MW}/(\text{m}^3/\text{s})$ ).

### Função Objetivo 4 (FO4)

A função objetivo 4 minimiza a energia vertida, não turbinável, no sistema.

$$\min f_4 = \sum_t \sum_i (\xi_{i,t} R''_{i,t}) \quad (8)$$

### Função Objetivo 5 (FO5)

A função objetivo 5 minimiza a complementação de energia no sistema, com a seguinte função quadrática:

$$\min f_5 = \sum_t [D_T - \sum_i (\xi_{i,t} R'_{i,t})]^2 \quad (9)$$

onde  $D_T$  : é a demanda total de energia, máxima energia que pode ser gerada pelo sistema (soma das capacidades das usinas do sistema), durante o período  $t$  (MWmédio).

O propósito dessa função objetivo é minimizar o uso de fontes alternativas de energia (no caso brasileiro a energia térmica), o que, conseqüentemente, minimiza o custo operacional total, tentando alcançar a máxima produção do sistema hidro.

### Função Objetivo 6 (FO6)

A função objetivo 6 maximiza o lucro obtido pela energia secundária.

$$\max f_6 = \sum_t p_t \left( \sum_i \xi_{i,t} R'_{i,t} - D_C \right) \quad (10)$$

onde  $p_t$  = preço da energia durante o período  $t$  (R\$/MWh);  $D_C$  = demanda contratual de energia, durante o período  $t$  (MWmédio).

A demanda contratual de energia definida neste trabalho é uma demanda possível de ser atendida pelo sistema com risco de falha baixo. Como esta função objetivo é hipotética, define-se como energia secundária, a energia gerada acima da energia contratual definida pelo usuário. O preço definido também é hipotético e pode ter variação sazonal, mais baixo no período úmido e mais alto no período seco. Deve-se ressaltar que as definições aqui utilizadas para as energias contratual e secundária são definições hipotéticas com validade para a formulação do problema de otimização desta função objetivo, definida para este trabalho. Pode-se utilizar para energia contratual, a energia firme do sistema, ou a energia assegurada definida pela Resolução da ANEEL para o período de 1998 a 2002, valor utilizado neste trabalho.

### Função Objetivo Composta

A função Objetivo composta pode ser formulada como segue:

$$\min Z = w_1 f_1 + w_2 f_2 - w_3 f_3 + w_4 f_4 + w_5 f_5 - w_6 f_6 \quad (11)$$

Algumas combinações de objetivos podem ser conflitantes ou gerar problemas sem solução. Os coeficientes de ponderação ( $w$ 's) refletem a prioridade dos objetivos, portanto seus valores devem ser definidos com um critério muito rigoroso.



## Equações de Restrição

O conjunto de restrições inclui a demanda de energia mensal, a capacidade das turbinas, variação máxima do armazenamento, reservação para controle de cheias, armazenamento mínimo, máximo e mínimo turbinamento.

As restrições consideradas na formulação do modelo são:

$$1) \text{ Demanda de energia: } \sum_i \xi_{i,t} R'_{i,t} \geq d_t, \forall t \quad (12)$$

$$2) \text{ Capacidade das turbinas: } \xi_{i,t} R'_{i,t} \leq \bar{P}_i, \forall i, \forall t \quad (13)$$

$$3) \text{ Equação da continuidade: } S_{i,t} = S_{i,t-1} + \lambda I_{i,t} + \lambda \sum_{i \in IN} (R'_{i,t} + R''_{i,t}) - \lambda (R'_{i,t} + R''_{i,t}) \quad (14)$$

$$4) \text{ Máxima variação mensal no armazenamento: } S_{i,t} - S_{i,t+1} \leq \delta S_{i,t}, 0 \leq \delta \leq 1, \forall i, \forall t \quad (15)$$

$$5) \text{ Mínimo e máximo armazenamento: } S_i^{\min} \leq S_{i,t} \leq S_i^{\max}, \forall i, \forall t \quad (16)$$

$$6) \text{ Mínimo e máximo turbinamento: } R_i^{\min} \leq R'_{i,t} \leq R_i^{\max}, \forall i, \forall t \quad (17)$$

$$7) \text{ Limites de vertimento: } 0 \leq R''_{i,t} \leq \infty, \forall i, \forall t \quad (18)$$

onde  $I_{i,t}$ : vazão afluente ao reservatório  $i$  durante o período  $t$  ( $m^3/s$ );  $S_{i,t-1}$ : armazenamento inicial no reservatório  $i$  ( $hm^3$ );  $d_t$ : demanda de energia no período  $t$  (MWmês);  $\bar{P}_i$ : capacidade de turbina na usina  $i$ , incluindo o índice de disponibilidade de máquinas (MW);  $\lambda$ : fator de conversão de ( $m^3/s$ ) para ( $Mm^3$ ).

Na equação da continuidade, assume-se que a perda por evaporação em um reservatório é balanceada pela precipitação no mesmo.

Para o modelo PNL, as variáveis de decisão são  $S_{i,t}$ ,  $R'_{i,t}$  e  $R''_{i,t}$ . O modelo tem funções objetivo e equações de restrição não lineares, devido a função de produção de energia ( $\xi_{i,t}$ ) ser uma função não-linear do armazenamento, além das vazões turbinadas e vertidas, expressas como:

$$\xi_{i,t} = \varepsilon_i (H_{i,t} - HT_{i,t}) \quad (19)$$

$$H_{i,t} = a_{0i} + a_{1i} S_{i,t} + a_{2i} S_{i,t}^2 + a_{3i} S_{i,t}^3 + a_{4i} S_{i,t}^4 \quad (20)$$

$$HT_{i,t} = b_{0i} + b_{1i} q_{i,t} + b_{2i} q_{i,t}^2 + b_{3i} q_{i,t}^3 + b_{4i} q_{i,t}^4 \quad (21)$$

onde  $H_{i,t}$ : nível d'água de montante no reservatório  $i$  (m);  $HT_{i,t}$ : nível d'água no canal de fuga de jusante do reservatório  $i$  (m);  $q_{i,t}$ : vazão defluente do reservatório  $i$  no período  $t$  ( $m^3/s$ );  $\varepsilon_i$ : produtibilidade específica (MW/( $m^3/s$ )/m);  $a_{0i}, a_{1i}, a_{2i}, a_{3i}, e a_{4i}$ : coeficientes do polinômios de

ordem 4 para a equação do nível d'água de montante no reservatório  $i$  em função do armazenamento;  $b_{0i}, b_{1i}, b_{2i}, b_{3i},$  e  $b_{4i}$ : coeficientes do polinômios de ordem 4 para a equação do nível d'água no canal de fuga de jusante do reservatório  $i$  em função da vazão defluente.

Nas equações (20) e (21) o nível d'água de montante e o nível d'água no canal de fuga de jusante são expressos como polinômios de ordem 4 em função do armazenamento e da vazão defluente.

## **O MODELO SISOPT**

O Modelo SISOPT foi elaborado com o objetivo de otimizar a operação de sistemas de reservatórios para fins hidroenergéticos, especificamente o Sistema Interligado Nacional, de grande porte. Portanto toda a sua formulação é voltada para esse propósito.

O SISOPT é um modelo matemático que está sendo constantemente atualizado com base em diversos testes e estudos. Diversas técnicas de solução podem ser utilizadas, desde que seja atualizada a sua formulação. A versão utilizada neste trabalho conta com opções de solução por Programação Não Linear (PNL), Programação Linear (PL) e Programação Linear Sucessiva (PLS).

Os Programas-Fonte estão em FORTRAN e a interface com o usuário é feita em um arquivo de EXCEL, cujas planilhas estão programadas em Visual Basic.

Há planilhas de entrada de dados e de saída de resultados, sendo que os dados físicos de cada usina não se alteram quando é analisado um mesmo Sistema e, portanto, a planilha principal onde podem ser escolhidos os parâmetros de cálculo, bem como a rotina e a técnica de otimização a ser processada, é única.

Os arquivos da série histórica com as vazões afluentes a cada usina são arquivos tipo texto que devem ser preenchido segundo formato para leitura pelos programas em FORTRAN, são inseridos em diretórios apropriados e têm o tamanho da série oficial disponível pelo ONS, neste caso, entre 1931 e 1998.

A figura 3 apresenta a palnilha principal do modelo SISOPT.

2	Brazilian Hydropower System Optimization				Date: Junho 4, 2002	Time: 9:35:37 AM
3	Analysis Period: starting month		4	* Input data are shown in yellow cells.		
4	1931-1998	from	1994	Total energy production 1.718		
5	number of years analyzed		5	spill 41		
6						
7	Solvers	EMNeT	3	(iModel)		Optimal objective value -103.094
8		2. LP	1	1: PCx 2: MINOS LP (ILP)		Computation Time (Sec) 88,98
9		3. NLP	1	1: Run-of-river 0: Linear Ini. -1: No Ini. (RIVER)		(Min) 1,48
10		4. Iterative LP	80%	1,E-03 epsSLP 10 Iteration No.		(Hour) 0,02
11		5. Successive LP	1,E-03	epsSLP 15% Delta d (0< d < 1)		
12	Objective Function Options:					
13		w1	0	Min. loss of potential energy		
14		w2	0	Meet monthly target storage 2 1: entire system. 2: each power plant		
15		w3	1	Max. total energy production 0 w4 (Min total energy spill)		
16		w5	0	Min. enrg complementation 0 w6 Max. profit about secondary energy		
17	Max. storage decrease	100%	*Use 100% if no max variation restriction (no)		10%	Required minimum flow through turbine in %
18	Specify ending storage	1	0: No. 1: Yes		90%	Unavailability Turbine Rate
19	Use nonlinear tailwater level	1	0: No. 1: Yes			
20	Multiplier of energy demand	0,5	Configuration Options:			
21	System choice					
22		1	1: Paranapanema		9	Number of nodes
23			2: Parana			
24			3: Entire system			
25			4: Manual Change		NOTICE: The graphs is INCORRECT. You HAVE to generate the correct graphs.	
26	Input data sheets:	Objective	: Define objective coefficients for each node			
27		Physical_Data	: Physical data and defining active nodes			
28		Energy_Data	: Monthly energy demand, constant PRT value, and coefficients for head-volume curves (for nonlinear case only)			
29		Storage Target	: Input Targets			
30		Flood Control	: Allowable storage space considering flood control			
31	Output data sheets:	Egeneration	: Monthly stored energy, total energy generation, and energy produced by each active node			
32		release	: Monthly power release for each active node			
33		spill	: Monthly non-power release for each active node			
34		storage	: Ending storage for each active node			
35		PRT	: PRT values			
36	Observations from test runs:	1. Before implement NLP, ILP, and SLP, try LP first to see the feasibility				
37		2. If SLP is infeasible, try other values of Delta d				

Figura 3 - Planilha Principal do Modelo SISOPT

## CASO ESTUDO: SISTEMA PARANAPANEMA

O Sistema Interligado Nacional é constituído por 4 (quatro) Subsistemas Regionais, de acordo a com a subdivisão adotada pelo ONS – Operador Nacional do Sistema. Os subsistemas regionais considerados são o Norte, Nordeste, Sudeste-CO (Centro-Oeste), e Sul. A integração dos subsistemas do SIN ocorre por meio de linhas de transmissão.

O sistema escolhido como caso estudo deste trabalho é o Sistema Paranapanema, localizado na região sudeste, sul do Estado de São Paulo e, é descrito no próximo item.

O sistema escolhido como caso estudo deste trabalho é o Sistema Paranapanema, localizado na região sudeste, sul do Estado de São Paulo e, situado na Bacia do Paraná.

O Sistema Paranapanema é constituído por oito usinas em série, sendo três usinas com reservatório de acumulação: UHE Jurumirim, UHE Chavantes e UHE Capivara; e cinco consideradas a fio d'água: UHE Salto Grande, UHE Canoas II, UHE Canoas I, UHE Taquaruçu e UHE Rosana, ver figura 4.

As usinas do Sistema Paranapanema são operadas pela Duke Energy International Geração Paranapanema Ltda..

O sistema localiza-se no Rio Paranapanema, no Estado de São Paulo conforme mostra a Figura 3 e opera com potência instalada de 2.307 MW, representando 3,45 % da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional.



**Figura 4** - Mapa do Estado de São Paulo com a localização das usinas do Sistema Paranapanema

## APLICAÇÃO DO MODELO SISOPT

Foram feitas diversas análises utilizando o Modelo SISOPT aplicado ao Sistema Paranapanema.

A escolha do Sistema Paranapanema, integrante do Subsistema Sudeste (ONS), deu-se pelas características topológicas, o que permite a análise dos resultados como um sistema isolado. Outra vantagem é o fato de ter sido tema de diversos outros trabalhos na área e pelo conhecimento de seu comportamento, bem como dados de operação e características físicas.

Com o objetivo de descrever o cenário em que o modelo foi aplicado para o desenvolvimento das pesquisas, a seguir serão listados alguns parâmetros adotados e suas justificativas.

Para o Planejamento Estratégico, no Brasil, a base de tempo utilizada é o mês e o intervalo utilizado para análise é de cinco anos (sessenta meses) à frente. Com base na série histórica observada, com dados oficiais entre 1931 e 1998, obtidos dos arquivos da ONS, foram determinados sessenta e quatro séries hidrológicas de cinco anos, iniciando no intervalo 1931-1935 e finalizando no intervalo 1994-1998, sequenciais e com defasagem de um ano entre eles. O ano inicial de cada série corresponde ao segundo ano da série anterior.

As condições de armazenamento inicial e final foram fixadas em 90% do seu volume útil. Essa condição de contorno permite que se façam análises baseadas em cenários fixos. Admitiu-se variação de 100 % no armazenamento, o que significa dizer que os reservatórios podem ser deplecionados livremente, mês a mês.

Quando se emprega a PNL é necessário fornecer ao modelo uma solução inicial para todo o período. Neste caso, adotou-se como solução inicial uma condição que considera operação a fio d'água em todos os reservatórios (vazão afluente igual à vazão turbinada).

O modelo SISOPT foi processado para as seis FO's, para todas as sessenta e quatro séries hidrológicas. Os dados obtidos foram tabulados para a obtenção de estatísticas.

Adotou-se para a FO2 uma curva guia igual ao resultado da otimização para a FO5.

### Metodologia para a Análise dos Resultados

Conforme descrito no item anterior, foram processadas sessenta e quatro séries hidrológicas para cada FO. Para Análise Comparativa, foram utilizadas as seguintes estatísticas:

- Média das Medianas do Percentual de Armazenamento Mensal do Sistema Paranapanema;
- Média das Medianas do Percentual de Armazenamento Mensal de cada reservatório do Sistema Paranapanema;
- Média e Desvio Padrão da Geração Mensal por reservatório do Sistema Paranapanema;
- Média e Desvio Padrão da Geração Total Mensal do Sistema Paranapanema;
- Coeficiente de Variação da Geração Mensal por reservatório do Sistema Paranapanema;
- Coeficiente de Variação da Geração Total Mensal do Sistema Paranapanema.

Cada uma das estatísticas foram calculadas para as séries hidrológicas de cinco anos, descartando-se o primeiro e o último ano (média dos 3 anos centrais de uma série de 5 anos).

### Resultados Obtidos

As tabelas 1 a 3 apresentam resultados de armazenamento mensal, e geração e coeficiente de variação da geração, obtidos para todas as funções objetivo analisadas.

**Tabela 1** – Mediana média do percentual de armazenamento mensal dos reservatórios do Sistema Paranapanema

		Mediana média do percentual de armazenamento mensal dos reservatórios do Sistema Paranapanema (com base nos 3 anos centrais de uma série de 5 anos)					
		FO1	FO2	FO3	FO4	FO5	FO6
Tempo (Mês)	ABR	74%	92%	99%	80%	90%	72%
	MAI	77%	89%	90%	86%	86%	78%
	JUN	76%	89%	93%	79%	87%	86%
	JUL	76%	86%	90%	83%	85%	89%
	AGO	65%	81%	86%	71%	79%	88%
	SET	68%	79%	83%	73%	75%	90%
	OUT	62%	77%	82%	69%	75%	92%
	NOV	56%	74%	82%	65%	70%	87%
	DEZ	61%	75%	79%	70%	71%	76%
	JAN	64%	80%	86%	72%	79%	70%
	FEV	80%	89%	93%	87%	87%	71%
	MAR	82%	95%	98%	88%	93%	73%

**Tabela 2 – Média da Geração Total Mensal do Sistema Paranapanema**

		Média da Geração Total Mensal do Sistema Paranapanema (com base nos 3 anos centrais de uma série de 5 anos) (MW)					
		FO1	FO2	FO3	FO4	FO5	FO6
Período (Ano)	1932-1934	1.091,27	974,13	1.093,12	1.074,73	1.118,85	1.084,80
	1935-1937	1.250,90	1.181,87	1.325,51	1.278,46	1.290,53	1.262,93
	1938-1940	1.028,44	955,32	1.026,58	947,52	1.056,02	994,46
	1941-1943	991,94	1.081,15	1.092,68	1.054,48	1.044,44	965,35
	1944-1946	1.106,00	976,87	1.096,95	1.109,06	1.102,44	1.035,04
	1947-1949	1.045,90	998,38	1.061,90	1.029,96	1.094,01	1.067,68
	1950-1952	963,60	953,43	989,32	986,51	965,70	932,19
	1953-1955	1.115,50	1.011,14	1.150,81	1.113,16	1.124,39	1.098,53
	1956-1958	1.386,77	1.327,78	1.450,57	1.419,50	1.440,25	1.394,80
	1959-1961	1.101,36	1.035,08	1.119,20	1.078,01	1.144,12	1.101,58
	1962-1964	1.170,28	1.085,22	1.244,27	1.231,42	1.225,50	1.114,07
	1965-1967	1.337,78	1.328,23	1.388,41	1.339,65	1.380,00	1.357,56
	1968-1970	1.065,26	1.010,42	1.081,39	1.029,11	1.105,72	1.040,48
	1971-1973	1.614,78	1.523,72	1.665,21	1.615,66	1.657,85	1.598,12
	1974-1976	1.645,42	1.542,60	1.681,35	1.634,78	1.680,33	1.638,40
	1977-1979	1.164,70	1.145,03	1.202,36	1.169,19	1.204,06	1.150,55
	1980-1982	1.449,78	1.301,06	1.501,46	1.461,89	1.499,78	1.434,91
	1983-1985	1.344,66	1.234,21	1.331,72	1.267,29	1.371,74	1.369,38
1986-1988	1.412,99	1.312,32	1.488,48	1.436,91	1.468,97	1.366,49	
1989-1991	1.643,85	1.458,86	1.682,12	1.651,25	1.680,53	1.633,48	
1992-1994	1.574,89	1.474,28	1.608,53	1.568,16	1.596,22	1.577,29	
1995-1997	1.678,99	1.498,01	1.724,27	1.672,46	1.716,73	1.668,52	
	<b>Média</b>	<b>1.281,14</b>	<b>1.200,41</b>	<b>1.318,46</b>	<b>1.280,42</b>	<b>1.316,73</b>	<b>1.267,57</b>

**Tabela 3 – Média dos Coeficientes de Variação Geração Total Mensal do Sistema Paranapanema**

		Média dos Coeficientes de Variação Geração Total Mensal do Sistema Paranapanema (com base nos 3 anos centrais de uma série de 5 anos)					
		FO1	FO2	FO3	FO4	FO5	FO6
Período (Ano)	1932-1934	0,4056	0,3979	0,3366	0,3933	0,2437	0,4691
	1935-1937	0,3035	0,3097	0,1358	0,2389	0,0801	0,4216
	1938-1940	0,4114	0,3424	0,2813	0,4412	0,1031	0,4648
	1941-1943	0,4025	0,3541	0,2554	0,3797	0,1412	0,4821
	1944-1946	0,3683	0,4101	0,3101	0,3703	0,1823	0,4910
	1947-1949	0,4151	0,3664	0,3160	0,4078	0,2036	0,4541
	1950-1952	0,4194	0,3061	0,2650	0,3946	0,1014	0,5122
	1953-1955	0,3944	0,3922	0,1971	0,3426	0,0680	0,4598
	1956-1958	0,2353	0,3612	0,1022	0,1978	0,0658	0,3032
	1959-1961	0,4183	0,3465	0,2375	0,3589	0,0683	0,4633
	1962-1964	0,3972	0,2817	0,1963	0,3125	0,1190	0,5107
	1965-1967	0,3134	0,2624	0,2009	0,2846	0,1719	0,3468
	1968-1970	0,4010	0,3774	0,3422	0,3794	0,1633	0,5160
	1971-1973	0,0994	0,2168	0,0819	0,0621	0,0686	0,2314
	1974-1976	0,0614	0,2018	0,0725	0,0539	0,0557	0,2170
	1977-1979	0,3899	0,3447	0,2216	0,3176	0,0992	0,4719
	1980-1982	0,2442	0,3038	0,1751	0,1993	0,1515	0,3459
	1983-1985	0,3817	0,4005	0,3388	0,3738	0,2665	0,4076
1986-1988	0,2146	0,2894	0,0950	0,1585	0,0893	0,3489	
1989-1991	0,0614	0,2328	0,0559	0,0422	0,0349	0,1737	
1992-1994	0,1104	0,2148	0,0743	0,0763	0,0497	0,2285	
1995-1997	0,0867	0,1796	0,0698	0,0797	0,0662	0,1930	
	<b>Média</b>	<b>0,2971</b>	<b>0,3133</b>	<b>0,1982</b>	<b>0,2666</b>	<b>0,1179</b>	<b>0,3869</b>

As figuras 5 a 7 apresentam resultados gráficos de armazenamento, geração e coeficiente de variação da geração, respectivamente.

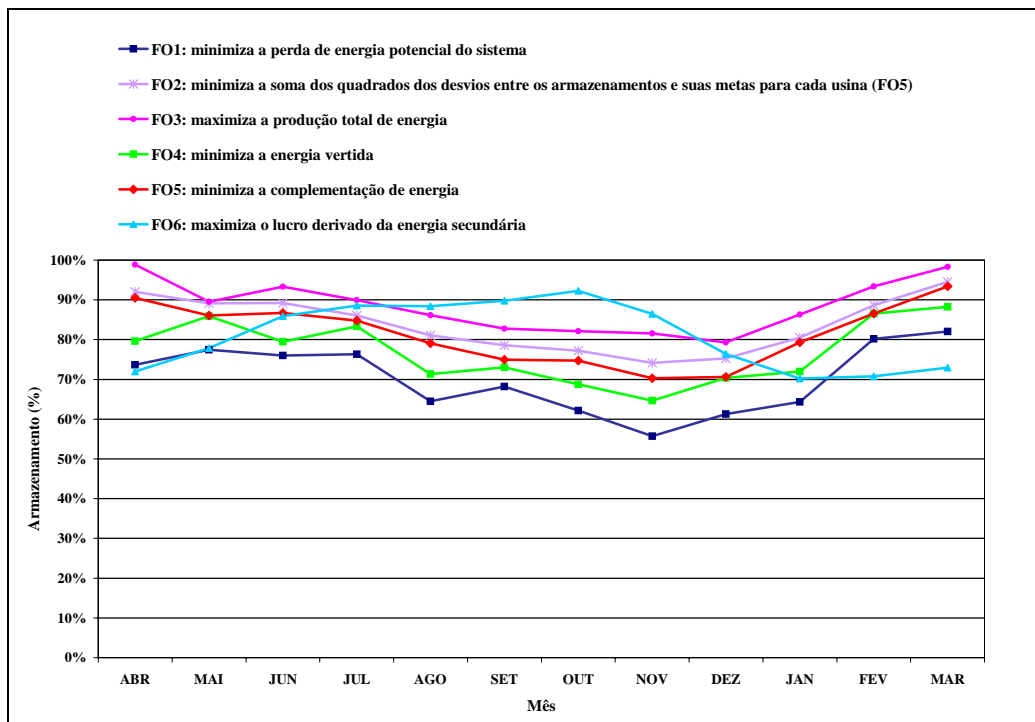


Figura 5 – Armazenamento Médio Mensal para todas as Funções Objetivo

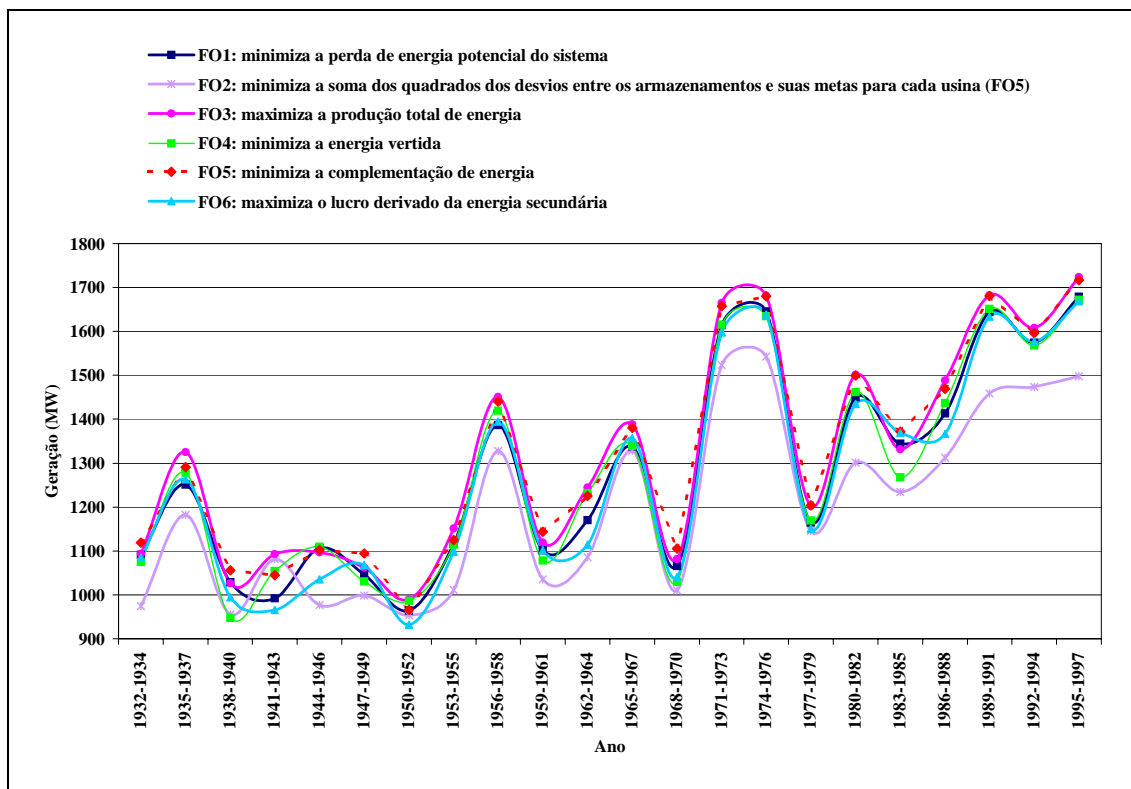
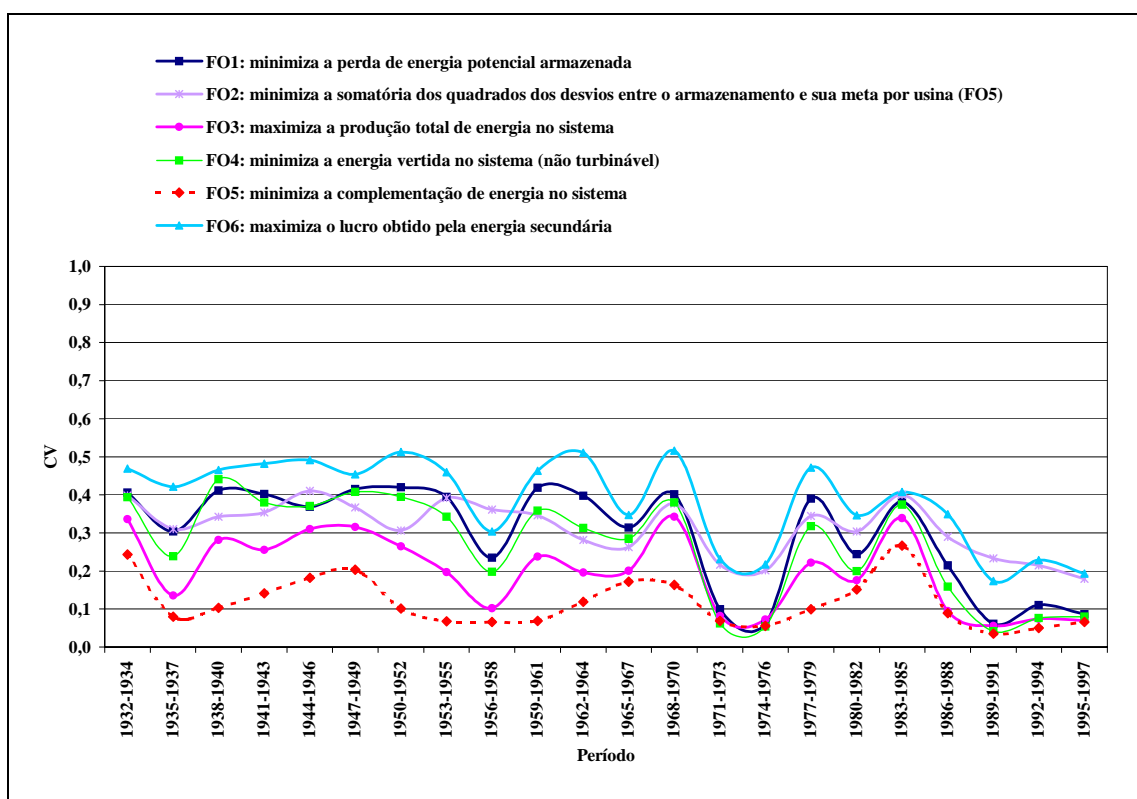


Figura 6 – Geração Média para todas as Funções Objetivo



**Figura 7** – Coeficiente de Variação Médio da Geração para todas as Funções Objetivo

As tabelas 3 e 4 apresentam, respectivamente, resultados de geração média e seu respectivo coeficiente de variação.

**Tabela 3** – Geração Média: Total e por Reservatório

	Geração (MW)			
	Sistema Paranapanema	Jurumirim	Chavantes	Capivara
<b>FO1</b>	1.281,14	55,89	203,61	383,31
<b>FO2</b>	1.200,41	41,41	192,29	370,86
<b>FO3</b>	1.318,46	57,65	208,21	411,25
<b>FO4</b>	1.280,42	56,49	203,33	384,25
<b>FO5</b>	1.316,73	55,91	207,08	411,33
<b>FO6</b>	1.267,57	56,61	205,88	389,14



**Tabela 4 - Coeficiente de Variação da Geração: Total e por Reservatório**

	Coeficiente de Variação			
	Sistema Paranapanema	Jurumirim	Chavantes	Capivara
<b>FO1</b>	0,2971	0,5045	0,3215	0,3888
<b>FO2</b>	0,3133	0,6678	0,4825	0,2943
<b>FO3</b>	0,1982	0,4228	0,3289	0,2397
<b>FO4</b>	0,2666	0,4235	0,2960	0,3967
<b>FO5</b>	0,1179	0,4000	0,3060	0,1810
<b>FO6</b>	0,3869	0,5510	0,6005	0,3677

Aplicando-se critérios de classificação comparativa do desempenho das funções objetivo, são apresentados na tabela 5, os resultados obtidos para a eleição das melhores e piores funções em análise. A FO5 e a FO3 apresentam comportamento similar e são as melhores. A FO2 apresenta o pior resultado. A FO3 gera um pouco mais do que a FO5, mas não usa a capacidade de armazenamento tão bem como a FO5, o que pode ser verificado através do CV, que é maior para FO3 do que para FO5.

**Tabela 5 - Comparação das Funções Objetivo - Sistema Paranapanema**

	Geração Média (MW)	Porcentagem relativa ao maior valor de Geração	Nota atribuída à Geração	CV Médio da Geração	Porcentagem relativa ao menor valor de CV	Nota atribuída ao CV	Nota Final
<b>FO1</b>	1281,14	97,2%	3,4	0,2971	248%	1,7	5,1
<b>FO2</b>	1200,41	91,0%	0,0	0,3100	258%	1,5	<b>1,5</b>
<b>FO3</b>	1318,46	100,0%	5,0	0,2000	167%	3,5	8,5
<b>FO4</b>	1280,42	97,1%	3,4	0,2700	225%	2,2	5,6
<b>FO5</b>	1316,73	99,9%	4,9	0,1200	100%	5,0	<b>9,9</b>
<b>FO6</b>	1267,57	96,1%	2,8	0,3900	325%	0,0	2,8

As funções FO1 e FO4 são muito similares por causa do alto valor atribuído ao coeficiente de vazão vertida não turbinável na equação FO1.

A função FO2 segue a meta definida pela FO5, o que não conduz a uma boa política de operação, pois não considera a variação hidrológica das vazões afluentes. Este é um problema geral das políticas de operação que seguem curvas-guia previamente definidas.

A função FO6 segue o mercado de energia. Ela gera mais durante o período seco, quando o preço da energia secundária é mais alto. Esta política pode ser ineficiente por causa da perda da

função de energia (função da variação do armazenamento durante os meses secos), mas é interessante sob o ponto de vista do mercado aberto atacadista de energia.

## **CONCLUSÕES**

A análise das seis funções objetivo para a otimização da operação de sistemas hidroenergéticos no permitiu verificar, através dos resultados, que diferentes performances são observadas. Isso indica que a escolha da função objetivo a ser otimizada interfere na política de operação e deve ser definida com muito cuidado.

É muito importante, também, destacar que não se pode dizer qual é a melhor função objetivo, pois a política de operação é função do desejo e objetivo do decisor.

Em termos de produção hidroenergética e eficiência, a minimização da complementação de energia é a melhor política (FO5). Essa função objetivo vem sendo usada para a operação do Sistema Hidroenergético Brasileiro por causa do alto custo do petróleo envolvido na geração térmica. Considerando outros usos competitivos da água, esse resultado deve ser reavaliado no futuro.

Como conclusão final, o objetivo deste trabalho foi alcançado e a publicação destes resultados certamente acarretará em fonte de novas pesquisas nesse mesmo tema com diferentes técnicas e imposição de estocasticidade ao processo. A contribuição destes resultados para a área acadêmica e para o setor de produção de energia é enorme.

Como sugestão para pesquisas futuras, pode-se indicar:

- Análise de funções objetivo compostas;
- Análise do comportamento de diferentes funções objetivo frente a variabilidade hidrológica, efeito da sazonalidade das vazões afluentes;
- Desenvolvimento de técnicas de previsão de vazões e definição de cenários futuros
- Desenvolvimento de técnicas para extração de curvas guia através de cenários futuros confiáveis;
- Melhoria na disponibilização de bancos de dados físicos de usinas e das séries hidrológicas para a análise de sistemas de grande porte.

## **AGRADECIMENTOS**

Esta pesquisa foi financiada pelo CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e pelo CTH – Centro Tecnológico de Hidráulica/DAEE – Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- BARROS, M.T.L. et al. Optimization of large-scale hydropower system operations. *Journal of Water Resources Planning and Management*, ASCE. 2003. /to be published
- BECKER, L.; Yeh, W.W-G. Optimization of real time operation of a multiple reservoir system. *Water Resources Research*, Vol. 10, N.6, 1107-1112. 1974.
- MURTAGH, B.A.; Saunders, M.A. MINOS 5.4 User's Guide. Technical Report SOL 83-20R, Department of Operations Research, Stanford University, Stanford, California. 1995.
- PENG, C., BURAS, N. Dynamic operation of a surface water resources system. *Water Resources Research*, 36(9), 2701-2709, 2000.
- YEH, W. W-G. Reservoir management and operations models: a state-of-the-art review. *Water Resources Research*, vol.21, n.12, 1797-1818, 1985.