

OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Guilherme A. R. Maia¹; Renato C. Zambon²; Mario T. L. Barros³.

RESUMO --- Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um modelo de otimização da operação de uma cascata de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) com regularização diária e avalia o benefício potencial. Foi desenvolvido um modelo de programação não linear considerando uma PCH com reservatório de acumulação à montante de uma cascata com outras PCH's a fio d'água. Entre as equações consideradas temos balanço hídrico, limites de volumes e vazões, curvas cota-área-volume e produção de energia. As variáveis não controláveis incluem as vazões naturais afluentes e as variáveis de decisão são as vazões turbinadas e vertidas na PCH à montante. Como função objetivo foi considerada a maximização da potência média gerada. O modelo foi aplicado a uma cascata de 10 PCH's no Rio das Garças, MT, considerando operação a fio d'água, com volume útil de 40 hm³ e de 70 hm³. Além da bacia original, foram avaliados mais dois cenários hipotéticos, um com menor capacidade própria de regularização e o caso oposto. Aos 3 cenários de volumes foram aplicados 3 cenários de incidência pluviométrica: chuvoso, intermediário e seco para cada bacia. Em todos os casos otimizados, foram obtidos ganhos com a regularização comparada à operação a fio d'água, de até 12%.

ABSTRACT --- This paper shows the development of a model for optimizing the operation of a cascade of Small Hydropower Plants (SHP's) with daily regularization, and evaluate the potential benefit. A nonlinear programming model was developed considering a SHP with a storage reservoir located upstream of a cascade with other run-of-river SHP's. Among the considered equations are: the water balance, storage and flow rates boundaries, quota-area-storage relations and the energy production. The uncontrollable variables include natural inflows and the decision variables are the turbine flow and spill at the upstream SHP. The objective function considered was to maximize the average power generated. The model was applied to a 10 SHP's cascade at Garças River, MT, considering the run-of-river operation and operated with storage capacities of 40 hm³ and 70 hm³. In addition to the original watershed, two other hypothetical scenarios were evaluated, one with a smaller regularization capacity and the opposite. To the 3 regularization storage scenarios were applied 3 precipitation scenarios: rainy weather, intermediate and dry weather for each watershed scenario. In all cases, were obtained gains with the regularization compared to the run-of-river operation of up to 12%.

Palavras-chave: Pequenas centrais hidrelétricas, Programação não linear.

1) Graduando em Engenharia Civil, PHD/EPUSP. E-mail guilherme-maia@hotmail.com

2) Professor, PHD/EPUSP, Av. Prof. Almeida Prado, 83 trav.2, 05508-900, São Paulo-SP. E-mail rczambon@usp.br

3) Professor Titular, PHD/EPUSP, Av. Prof. Almeida Prado, 83 trav.2, 05508-900, São Paulo-SP. E-mail mtbarros@usp.br

1. INTRODUÇÃO

A análise de sistemas hídricos tem ganhado grande importância no cenário atual. As crescentes demandas energéticas e a escassez da água potável são os grandes responsáveis por esse maior foco de atenções. Pensar em formas de otimizar a geração de energia e obter novas fontes renováveis é algo bastante interessante no âmbito ambiental, social e econômico.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN), é de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários. Nos últimos 11 anos, em média 91% da geração foi de origem hidrelétrica, o restante complementado pelas usinas térmicas e outras fontes alternativas. Embora representando parcela menor na geração, o sistema inclui centenas de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), com potência instalada entre 1 e 30 MW e reservatórios de até 3 Km². Segundo a ANEEL, as PCH's representam um dos principais focos de prioridade para o aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Embora a grande maioria seja operada a fio d'água, uma parte das PCH's possuem reservatórios que poderiam ser utilizados para regularização otimizando a geração de energia tanto para a própria usina como no conjunto de usinas em uma cascata.

Muitos trabalhos tem sido desenvolvidos para a otimização da operação das usinas de maior porte integradas ao SIN, considerando um horizonte de planejamento de cinco anos e intervalos de tempos mensais. Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um modelo de otimização para operação de uma cascata de PCH's considerando intervalos de tempo diários e técnicas de programação não linear (PNL). É apresentada também a sua aplicação a uma cascata de PCH's situada no Rio das Garças, MT, mostrando o ganho que poderia ter potencialmente a otimização da sua operação considerando a regularização diária das vazões quando comparada à operação a fio d'água.

2. O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E AS PCH'S

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2011), o Sistema Interligado Nacional (SIN) possui tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. Este sistema de produção e transmissão tem forte predominância de usinas hidrelétricas para a geração de energia que, por sua vez, têm múltiplos proprietários. O Brasil possui 2.412 empreendimentos em operação, com 112.219 MW de potência instalada.

A Tabela 1 apresenta a capacidade instalada na matriz de energia elétrica brasileira, incluindo a importação de países vizinhos. Nos últimos onze anos, em média 91% da geração foi de origem

hidrelétrica, o restante complementado pelas usinas térmicas e outras fontes alternativas (ANEEL, 2011).

Tabela 1 - Matriz de Energia Elétrica do Brasil

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade		%	Total		%
		usinas	(kW)		usinas	(kW)	
Hidro		908	81 102 896	66.36%	908	81 102 896	66.36%
Gás	Natural	99	11 404 088	9.33%	136	13 190 271	10.79%
	Processo	37	1 786 183	1.46%			
Petróleo	Óleo Diesel	867	3 862 213	3.16%	897	6 657 340	5.45%
	Óleo Residual	30	2 795 127	2.29%			
Biomassa	Bagaço de Cana	334	6 455 556	5.28%	408	8 149 131	6.67%
	Licor Negro	14	1 245 198	1.02%			
	Madeira	41	359 527	0.29%			
	Biogás	13	69 942	0.06%			
	Casca de Arroz	6	18 908	0.02%			
Nuclear		2	2 007 000	1.64%	2	2 007 000	1.64%
Carvão Mineral	Carvão Mineral	10	1 944 054	1.59%	10	1 944 054	1.59%
Eólica		51	998 542	0.82%	51	998 542	0.82%
Importação	Paraguai		5 650 000	4.62%		8 170 000	6.68%
	Argentina		2 250 000	1.84%			
	Venezuela		200 000	0.16%			
	Uruguai		70 000	0.06%			
Total		2 412	122 219 234	100.00%	2 412	122 219 234	100.00%

fonte: www.aneel.gov.br, atualizado em 18/06/2011

A Eletrobrás, por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA -, incentiva o desenvolvimento de energias renováveis. Esse programa prevê a utilização e ampliação do uso das energias elétrica, eólica e de biomassa, além do desenvolvimento e pesquisa de novas fontes energéticas.

Segundo a ANEEL (2011), as PCH's representam um dos principais focos de prioridade para o aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. O PROINFA coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2011) estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no SIN, produzidos por fontes eólica, biomassa e PCH's, sendo 1.100 MW de cada fonte em sua primeira etapa até 2008. Em sua segunda etapa, o PROINFA prevê atingir até o ano de 2022 cerca de 10% da matriz energética no país.

Segundo a Resolução 394 da ANEEL, de 04/12/1998, está estabelecido que PCH's são as hidrelétricas que possuem uma potência instalada entre 1 e 30 MW e área inundada até aproximadamente 3,0 km². As PCH's de acumulação diária são empregadas quando a geologia da região, bem como sua topografia, viabilizam de forma técnica e financeira a utilização do reservatório, naturalmente criado após o barramento do curso d'água, para regularização das vazões, diariamente.

Ao alterar a vazão de saída de uma PCH de acumulação, altera-se toda a sequência da rede de geração de energia naquele curso d'água. Essas decisões de como operar um reservatório estão

intimamente ligadas ao regime de chuvas sobre as bacias que alimentam o curso (ou cursos) d'água em questão.

Algo que afeta significativamente a vazão de alimentação das PCH's são os usos consuntivos da água. O uso consuntivo representa a extração da água para um fim que irá incorporá-la de forma parcial (parte do que se extrai, se devolve posteriormente) ou total (tudo que se extrai se incorpora). Essa variação na vazão de montante da PCH fará com que ocorram variações da geração de energia não só na PCH justamente a jusante daquela extração pontual, mas em todo seu seguimento.

A vazão incremental é aquela que soma-se à vazão efluente em cada trecho entre PCH's. Essa vazão é bastante significativa em nossos cálculos, sendo de extrema importância na obtenção da potência gerada e na operação das PCH's. Pode-se utilizar para estimar a vazão incremental, modelos de transformação Chuva-Vazão como, por exemplo, o Soil Moisture Accounting Procedure (SMAP) desenvolvido por Lopes et al (1981). O SMAP tem sido bastante estudado e aplicado na prática, tanto na calibração de seus parâmetros (Gadêlha et al, 2009) quanto na aplicação em diversas bacias e sub-bacias (Araújo et al., 2009). O modelo SMAP é composto por três reservatórios matemáticos e tem suas variáveis de estado atualizadas a cada intervalo de cálculo. Também é constituído por cinco funções de transferência, além de parâmetros de calibração.

Uma cascata de pequenas centrais hidrelétricas corresponde a um conjunto de PCH's que dependam da vazão de jusante da anterior para sua geração de energia.

A área superficial do reservatório pode ser expressa como uma função da cota de nosso reservatório, a curva cota-área. Um exemplo possível é uma estrutura polinomial de grau 4 como a Equação 1, Tucci (1993):

$$A(H) = \sum_{n=0}^4 c_n \cdot H^n \quad (1)$$

Onde c_0, c_1, c_2, c_3, c_4 são coeficientes adimensionais, A é a área em km^2 e H é a cota do nível d'água em metros.

Analogamente à curva cota-área, outra função expressa a relação entre o volume do reservatório e a cota do nível d'água. Essa função também pode ter uma estrutura polinomial de quarto grau como a Equação 2, Tucci (1993):

$$H(S) = \sum_{n=0}^4 b_n \cdot S^n \quad (2)$$

Onde b_0, b_1, b_2, b_3, b_4 são coeficientes adimensionais, S é o volume em hm^3 e H é a cota do nível d'água em metros.

A vazão afluente é definida como a vazão que chega à uma determinada seção do curso d'água. Usualmente em cursos d'água podem ser utilizados diversas técnicas para medir vazões. Vertedores, molinetes, entre outros são boas formas para realizar tais medições. Porém, a fim de se reduzir custos e viabilizar a obtenção de séries históricas de vazões, é calibrada uma curva-chave do

curso d'água que indica a relação entre a altura da lâmina d'água e a vazão. A altura da lâmina pode ser obtida por leituras discretas - postos fluviométricos- ou por leituras contínuas - postos fluviográficos.

O canal de fuga é o canal que está situado na seção imediatamente a jusante da PCH e que levará o escoamento ao seu regime de equilíbrio. A sua elevação é de extrema importância, pois ela é um dos fatores que influencia na queda bruta que é considerada para o cálculo da potência gerada. O nível d'água no canal está relacionado à vazão que sai da PCH. Essa vazão é a soma das vazões turbinada e vertida representada pela Equação 3:

$$R_{i,k} = Qv_{i,k} + Qt_{i,k} \quad (3)$$

A equação 16 mostra a relação da altura do canal de fuga é:

$$HT_{i,k} = a_0 + a_1 R_{i,k} + a_2 R_{i,k}^2 + a_3 R_{i,k}^3 + a_4 R_{i,k}^4 \quad (4)$$

Em que R é dado em m³/s e HT em metros.

O uso do SMAP depende do cálculo da chuva média nas bacias, que pode ser feito com o método de Thiessen que faz o cálculo a partir de uma ponderação das chuvas registradas nos postos pluviométricos pertencentes à mesma (Righetto, 1998).

Na literatura encontram-se vários textos que auxiliam o planejamento e operação de usinas hidrelétricas, termelétricas e do conjunto completo como em Lopes (2007) e o modelo de operação do sistema hidrotérmico para todo o conjunto de usinas brasileiro, o HIDROTERM apresentado por Zambon (2008). Para obter um ótimo da operação podem ser aplicadas técnicas de otimização como a programação linear (PL), programação não linear (PNL) ou a programação dinâmica (PD) ao problema.

3. METODOLOGIA

É apresentado a seguir o conjunto de variáveis e equações utilizados no desenvolvimento do modelo. A solução do problema de PNL será feita com o uso do pacote General Algebraic Modeling System (GAMS, 2011).

As seguintes variáveis são utilizadas para representar a operação a fio d'água:

$Qafl_i$: vazão afluente que chega à primeira PCH no instante **i** (m³/s)

H_k : altura do nível d'água na PCH **k** (m)

$HT_{i,k}$: cota do canal de fuga da PCH **k** no instante **i** (m)

$Hb_{i,k}$: queda bruta da PCH **k** no instante **i** (m)

$R_{i,k}$: vazão na seção imediatamente a jusante da PCH **k** no instante **i** (m³/s)

$Qt_{i,k}$: vazão turbinada pela PCH **k** no instante **i** (m³/s)

$Qv_{i,k}$: vazão vertida pela PCH k no instante i (m^3/s)

$QI_{i,k}$: vazão incremental entre os trechos $k-1$ e k no instante i (m^3/s)

$U_{i,k}$: vazão retirada entre os trechos $k-1$ e k no instante i (m^3/s)

$P_{i,k}$: potência da PCH k no instante i (W)

Considerando uma cascata com n PCH's operando a fio d'água tem-se a Equação 5 e a Equação 6, de conservação de massa:

Para $k=1$, temos:

$$R_1^i = Qafl_i = Qt_{i,1} + Qv_{i,1} \quad (5)$$

Se $k > 1$,

$$R_{i,k} = \sum_{m=2}^k (R_{i,m-1} - U_{i,m} + QI_{i,m}) = \sum_{m=2}^k (Qt_{i,m-1} + Qv_{i,m-1} - U_{i,m} + QI_{i,m}) \quad (6)$$

As vazões incrementais poderiam ser obtidas pelas vazões oriundas do modelo chuva-vazão SMAP. Os usos consuntivos seriam, por exemplo, as demandas da população adjacente ou de indústrias.

Na operação a fio d'água não há variável de decisão. Tudo o que chegar à PCH k , será turbinado e seu excedente será vertido. O excedente será aquilo que excedera vazão turbinada máxima $Qmax_k$ na PCH k . A geração de energia está, então, atrelada apenas às variáveis exógenas ao problema e pode ser determinada pelas Equações 7, 8, 9 e 10 que seguem:

$$HT_{i,k} = a_{0k} + a_{1k}R_{i,k} + a_{2k}R_{i,k}^2 + a_{3k}R_{i,k}^3 + a_{4k}R_{i,k}^4 \quad (7)$$

$$H_{i,k} = H_k \cong cte \quad (8)$$

Pois não há reservatório de regularização.

Para cada instante i , a potência é dada pela equação:

$$P_{i,k} = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Qt_{i,k} \cdot Hb_{i,k} \quad (9)$$

Em que:

$$Hb_{i,k} = H_k - HT_{i,k} \quad (10)$$

Onde g é a aceleração da gravidade (m/s^2), ρ é a massa específica da água (kg/m^3) e η é o rendimento da turbina. A potência resultante será dada em watts (W).

Este será o cálculo realizado a cada dia, considerando, ainda, o cálculo da vazão incremental pelo modelo chuva-vazão SMAP.

A seguir são apresentadas as equações que representam a operação de uma PCH de acumulação diária. Ao inserir um reservatório entre as PCH's, (por exemplo a situada mais a montante), passam a existir duas variáveis de decisão, a vazão turbinada e a vazão vertida, para cada intervalo de tempo dentro de um horizonte de planejamento, que permitem que se otimize a geração de energia na cascata.

Variáveis:

Q_{afl_i} : vazão afluente que chega à primeira PCH no instante i (m³/s)

S_i : volume do reservatório no instante i (hm³)

A_i : área da superfície do reservatório no instante i (km²)

H_i : cota do nível d'água do reservatório no instante i (m)

$HT_{i,k}$: cota do canal de fuga da PCH k no instante i (m)

$Hb_{i,k}$: queda bruta da PCH k no instante i (m)

$R_{i,k}$: vazão na seção imediatamente a jusante da PCH k no instante i (m³/s)

$Q_{i,k}$: vazão turbinada pela PCH k no instante i (m³/s)

$Qv_{i,k}$: vazão vertida pela PCH k no instante i (m³/s)

$QI_{i,k}$: vazão incremental entre os trechos $k-1$ e k no instante i (m³/s)

$U_{i,k}$: vazão retirada entre os trechos $k-1$ e k no instante i (m³/s)

E_i : evaporação líquida do reservatório, evaporação menos precipitação, no instante i (hm³)

$P_{i,k}$: potência da PCH k no instante i (W)

Δt : intervalo de tempo (dia)

Remodelando o equacionamento, tem-se a Equação 11:

$$R_{i,k} = \sum_{m=2}^k R_{i,m-1} - U_{i,m} + QI_{i,m} = \sum_{m=2}^k Qt_{i,m-1} + Qv_{i,m-1} - U_{i,m} + QI_{i,m} \quad (11)$$

R_1 será a variável de decisão que, por sua vez, contém outras duas Qv_1 e Qt_1 .

O volume S do reservatório será função da vazão afluente, da vazão de saída (turbinada+vertida), das perdas por evaporação e as possíveis extrações para usos consuntivos Brandão (2004).

Portanto pode-se escrever a Equação 12, de volume no tempo:

$$S_i = S_{i-1} + \{[Q_{afl_i} - R_{i,k} - U_{i,k}] \cdot \Delta t\} \cdot 10^{-6} - E_i \quad (12)$$

com S em hm³.

Para calculara potência gerada, determina-se a cota do reservatório a partir da relação cota-volume explicitada anteriormente neste texto e explicitada na Equação 13.

$$H_{i,k}(S) = b_0 + b_1 S_{i,k} + b_2 S_{i,k}^2 + b_3 S_{i,k}^3 + b_4 S_{i,k}^4 \quad (13)$$

Além disso, também se faz necessário calcular a cota do nível d'água do canal de fuga da Equação 14:

$$HT_{i,k} = a_0 + a_1 R_{i,k} + a_2 R_{i,k}^2 + a_3 R_{i,k}^3 + a_4 R_{i,k}^4 \quad (14)$$

Com esses dados, é possível calcular, pela Equação 15, a queda bruta Hb utilizando uma média temporal da cota do nível d'água do reservatório e a cota no canal de fuga:

$$Hb_{i,k} = \frac{H_{i,k} + H_{i-1,k}}{2} - HT_{i,k} \quad (15)$$

Concluindo, então, obtém-se a potência pela Equação 16:

$$P_{i,k} = \rho \cdot g \cdot Qt_{i,k} \cdot Hb_{i,k} \quad (16)$$

Este cálculo também será repetido para cada dia. A potência será a função objetivo do problema, aquela que se procura maximizar conforme Ros (2002).

Agora que as variáveis e equacionamentos parciais são conhecidos, pode-se discutir as restrições a que o problema está sujeito. Para o caso de operação a fio d'água, ao considerar a vazão Q_t e Q_v , da PCH k , resultam as restrições expressas na Equação 17 e Equação 18:

$$Qt_{i,k} = \begin{cases} se R_{i,k-1} - U_{i,k} + QI_{i,k} \leq Qmax_k \rightarrow Qt_{i,k} = R_{i,k-1} + QI_{i,k} - U_{i,k} \\ ou \\ se R_{i,k-1} - U_{i,k} + QI_{i,k} > Qmax_k \rightarrow Qt_{i,k} = Qmax_k \end{cases} \quad (17)$$

Consequentemente ,

$$Q_{vk}^i = \begin{cases} 0 & se Qt_{i,k} \leq Qmax_k \\ ou \\ (R_{i,k-1} + QI_{i,k} - U_{i,k}) - Qmax_k & se Qt_{i,k} > Qmax_k \end{cases} \quad (18)$$

Essa relação é bastante lógica já que nos diz que a vazão máxima turbinada é a capacidade da PCH k . Já a vazão vertida será a vazão afluenta menos a vazão turbinada.

O caso em que há um reservatório de acumulação, também possui restrições semelhantes a estas, porém existe variação no volume armazenado que permite redistribuir no tempo as vazões turbinadas e vertidas para melhor eficiência da operação. A vazão máxima turbinada também será restringida pela vazão máxima suportada pela PCH, porém a vazão vertida não necessariamente ocorrerá quando a vazão afluenta for maior que a máxima turbinada, pois é possível que o excesso seja armazenado.

Para isso, deve-se ter em mente que há outra restrição bastante importante em nossa análise, o volume máximo e mínimo do reservatório:

$$S_{min} \leq S_i \leq S_{max} \quad (19)$$

Sendo S_{min} e S_{max} parâmetros do reservatório definidos em projeto ou fixados como regras operacionais.

Quando o volume do reservatório estiver em seu nível máximo, qualquer vazão afluenta maior do que a vazão máxima que pode ser turbinada verterá o excedente. Portanto, existe a oportunidade de usar esse volume para otimizar a geração de energia na cascata a partir do conhecimento parcial das séries históricas de chuvas ou de séries sintéticas que permitam que sejam obtidas as vazões correspondentes por um modelo de transformação chuva-vazão como o SMAP.

4. ESTUDO DE CASO

Como estudo de caso, será avaliada uma de PCH's localizada no Rio das Garças, que tem seu curso situado, somente, no estado do Mato Grosso, MT. Segundo Sitta et al (2009), ele possui cerca de 370 km de extensão da nascente até seu encontro com o Rio Araguaia. A sub-bacia do Rio das Garças, mostrada na Figura 1, é nomeada por sub-bacia número 24 do rio Araguaia.



Figura 1 - Localização da Sub-bacia do Rio das Garças

O rio das Garças tem sua cota inicial de aproximadamente 816 m e a final de 263 m o que nos daria aproximadamente 553 m de variação vertical. Uma ilustração da cascata está representada na Figura 2.

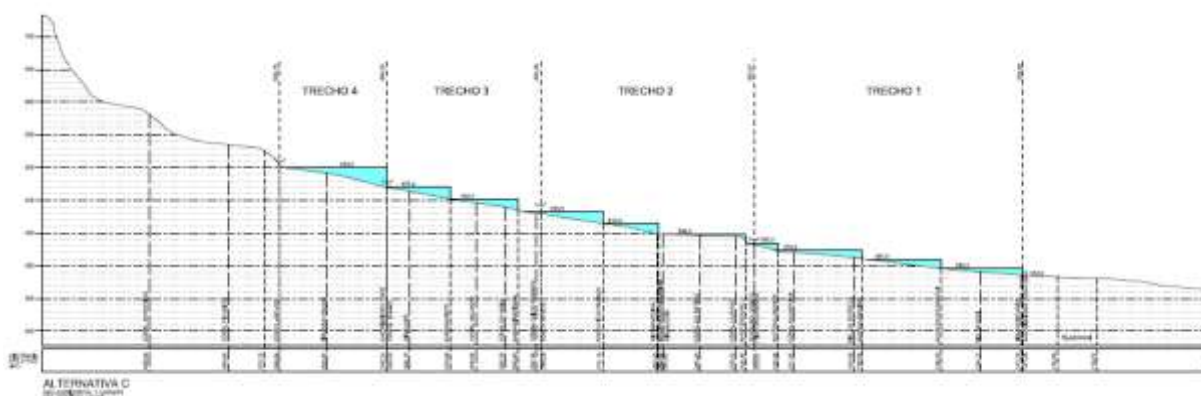


Figura 2 - Cascata de PCH's Rio das Garças, MT

A cascata de PCH's possui 10 PCH's operando a fio d'água. O modelo será aplicado para a PCH que está no topo da cascata. As características relevantes das PCH's estão contidas na Tabela 2:

Tabela 2 - Características de projeto das PCH's

N° PCH	Nome	Área de Drenagem	Queda Líquida	Vazão Máxima Turbinada	Potência Instalada	Volume Máximo	Nível d'água PCH's	Cota do Canal de Fuga	Área Incremental
		km²	m	m³/s	MW	hm³	m	m	km²
1	Esperança	9196	11.16	266.44	25.5	16.49	346.5	335	2299
2	Foz do Batovi	6897	13.1	200.28	22.5	23.58	360	346.5	309
3	Avuadeira	6588	13.58	193.11	22.5	14.95	374	360	695
4	Cuçunhunga	5893	10.67	174.78	16	3.87	385	374	464
5	Tesouro	5429	12.61	157.14	17	4.88	398	385	636
6	Foz do Bandeira	4793	16.49	141.36	20	11.01	415	398	1429
7	Chico França	3364	17.46	96.81	14.5	34.86	433	415	547
8	Guiratinga	2817	18.43	82.22	13	9.36	452	433	355
9	Galante	2462	17.46	73.44	11	11.74	470	452	813
10	Alto Garças	1649	29.1	48.06	11	50.24	520	470	1649

Os dados fluviométricos de vazão diária foram obtidos pelo banco de dados da Agência Nacional de Águas – ANA- correspondentes ao posto do Tesouro cujo código é 24500000, localizado no rio das Garças. Eles servirão como dados de entrada, juntamente com os dados de chuva, que serão utilizados para calibrar o modelo SMAP.

Neste estudo de caso, foi analisada a possibilidade de utilizar o reservatório de uma das PCH's para realizar regularização e avaliado o impacto sobre a geração média de energia da cascata em relação à operação prevista em projeto que era caracterizada por uma operação à fio d'água generalizada.

Para tanto, um modelo foi desenvolvido utilizando a linguagem GAMS – General Algebraic Modeling System – para determinar quais as vazões turbinadas e vertidas em cada intervalo de tempo para maximizar a potência gerada pela cascata.

A realização do projeto teve como base a obtenção de dados importantes que vêm do inventário realizado para o Rio das Garças, do trabalho de conclusão de curso realizada por alunos da graduação da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo Boschiero et al e do sítio do HIDROWEB junto à Agência Nacional de Águas.

Inicialmente foram coletados dados de vazão do rio das garças junto ao Posto Fluviométrico do Tesouro, registrado sob número 24500000. Além deste posto Fluviométrico, foram analisados diversos postos Pluviométricos para obtenção de uma série consistente de chuvas que foram usadas para calibração do modelo SMAP. Os postos utilizados são apresentados na Figura 3.

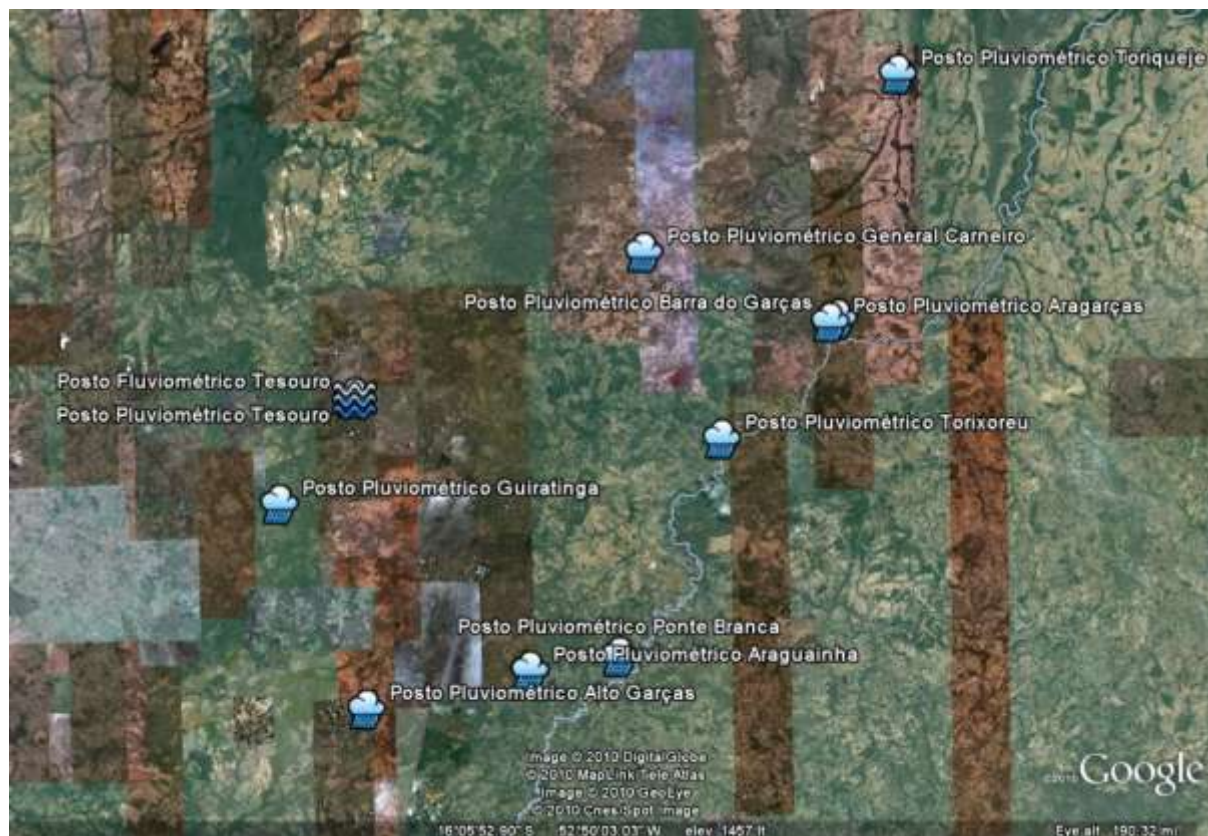


Figura 3 - Postos Pluviométricos

Os dados obtidos pelo sítio <http://hidroweb.ana.gov.br> consistem em dados de vazão para o posto fluviométrico do tesouro e de chuva para demais postos mencionados acima.

O período de abrangência dos dados, considerando todos os postos e todos os dados registrados, vai de 1968 ao ano de 2007, porém os períodos em que há interseções significativas para a calibração possui aproximadamente 3 anos e 9 meses, indo de 1994 a 1997. Desse período podem ser observados trechos em que há uma periodicidade maior de episódios de cheia e seca.

O posto do Tesouro possui uma área de drenagem Ad de 4830 km² e a evaporação da região foi considerada como segue a Tabela 3.

Tabela 3 - Evaporação Potencial

Mês	EP(mm)	dias	Epdia(mm)
Janeiro	189	31	6.1
Fevereiro	149	28	5.3
Março	154	31	5
Abril	131	30	4.4
Mai	95	31	3.1
Junho	84	30	2.8
Julho	122	31	3.9
Agosto	143	31	4.6
Setembro	159	30	5.3
Outubro	177	31	5.7
Novembro	193	30	6.4
Dezembro	185	31	6

A partir desses dados, e da disposição dos postos pluviométricos na sub-bacia, foram traçadas e determinadas as áreas de influência de cada posto pelo método dos polígonos de Thiessen, como indicado na Figura 4.

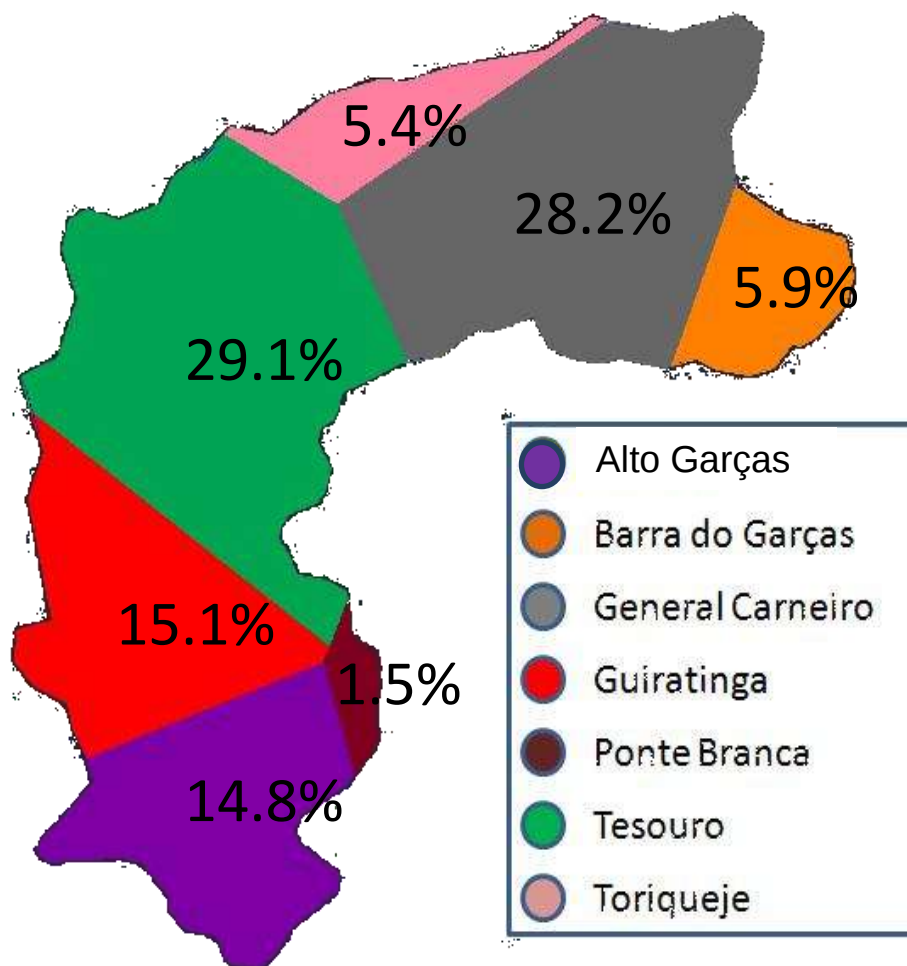


Figura 4 - Áreas de Influência dos Postos

As áreas encontradas foram explicitadas na Tabela 4:

Tabela 4 - Áreas de Influência dos Postos Pluviométricos

Postos	Áreas Reais de Drenagem (km ²)
Torriqueje	791
Alto Garças	2174
General Carneiro	4127
Tesouro	4255
Guiratinga	2213
Ponte Branca	218
Torixoreu	862
Total	14640

Com todos os dados coletados, já é possível calibrar o SMAP para a bacia adotando, ainda, alguns parâmetros iniciais importantes tais quais:

Tuin=80%

Ebin=100m³/s

Ad=4854km²

Capc

Ai=2mm

Capc=30%

kkt=180dias

O gráfico da Figura 5 mostra as curvas de vazão observada e calculada no tempo, bem como da chuva média correspondente:

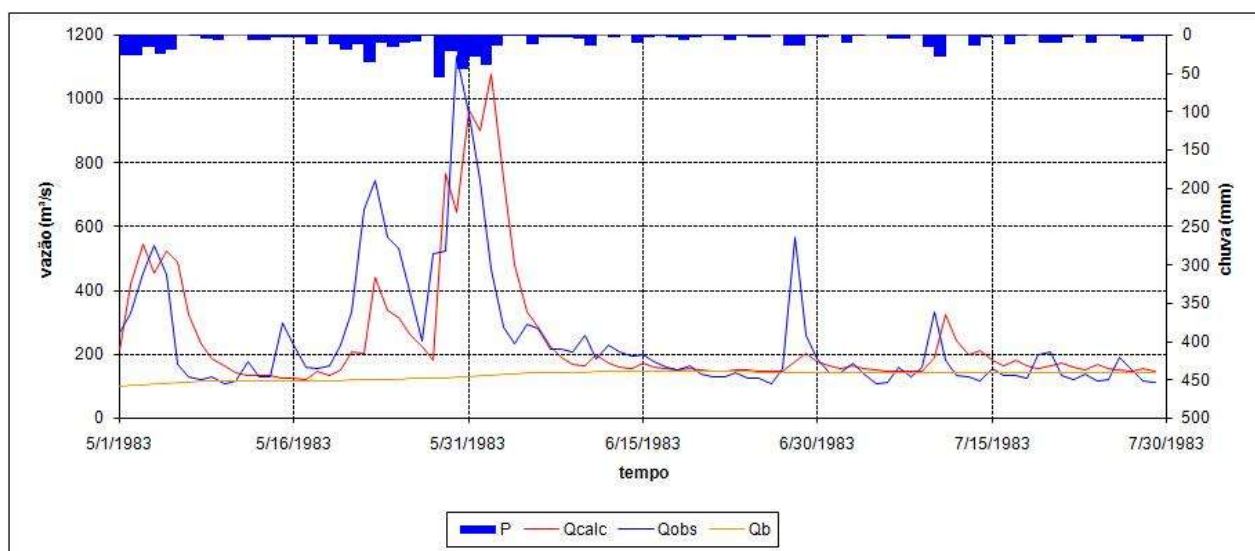


Figura 5 - Vazões Observadas, Calculadas e Chuvas x Tempo – Posto do Tesouro

Com a calibração feita pelo SMAP foi possível calcular as vazões incrementais em cada trecho entre PCH's utilizando parâmetros obtidos. Ao substituir as áreas e as chuvas, podem ser calculadas as vazões correspondentes a cada PCH.

A partir do inventário do Rio das Garças, foi possível determinar, aproximadamente, as áreas de contribuição de cada posto para cálculo das vazões incrementais. As áreas e porcentagens de contribuição das chuvas dos postos são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Contribuições Pluviométricas dos Postos

PCH	Postos Pluviométricos						Total
	Alto Garças	Ponte Branca	Guiratinga	Tesouro	Gal Carneiro	Torriqueje	
Esperança				0.24	0.45	0.31	1
Foz do Batovi				0.86	0.14		1
Avuadeira				1.00			1
Cuçunhunga			0.02	0.98			1
Tesouro			0.26	0.74			1
Foz do Bandeira			0.54	0.46			1
Chico França			0.83	0.17			1
Guiratinga		0.00	0.84	0.15			1
Galante	0.43	0.11	0.44	0.02			1
Alto Garças	0.93	0.07					1

Estas áreas foram inseridas no modelo SMAP previamente calibrado para obter as vazões geradas correspondentes às chuvas registradas pelos postos.

Para a otimização, 3 períodos com diferentes características foram considerados. Em um deles, a partir de um período de baixa precipitação, outro em média e outro de grande quantidade. Para cada um desses períodos, foi avaliado o comportamento da potência com a variação do volume mínimo admissível no reservatório.

O período seco analisado foi de 01/06/1994 a 27/11/1994. O período de média pluviosidade de 01/01/1996 a 28/06/1996 e o período de grandes chuvas considerado como 31/12/1996 a 28/06/1997.

O volume mínimo varia da seguinte maneira:

50 a 120 $hm^3 \rightarrow$ Volume Útil = 70 hm^3

80 a 120 $hm^3 \rightarrow$ Volume Útil = 40 hm^3

120 hm^3 (que representa a operação a fio d'água)

Para avaliar cenários distintos, foram verificadas as mesmas condições aplicadas no item anterior com três tipos distintos de bacia A, B e C. Além da calibração original com dados reais da bacia (B), mais dois cenários hipotéticos foram considerados: com menor capacidade própria de regularização (A) e o caso oposto (C). O caso A representaria, por exemplo, uma bacia com maior área desmatada substituindo vegetação natural por áreas de agricultura e urbanizadas.

Os resultados obtidos para os cenários descritos anteriormente estão dispostos nos gráficos da Figura 6 e da Figura 7.

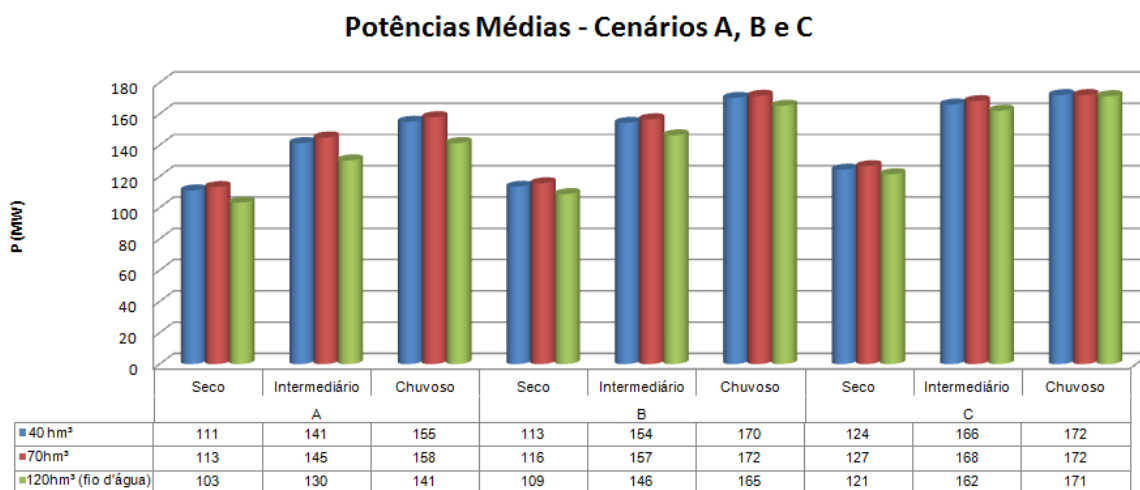


Figura 6 – Potências Geradas Médias



Figura 7 – Ganhos Percentuais em Relação à Operação Original

Além disso, foi verificada a contribuição de cada uma das PCH's para a potência média da cascata que estão apresentadas na Figura 8, na Figura 9 e na Figura 10.

Distribuição de Potências Médias por PCH Período Seco

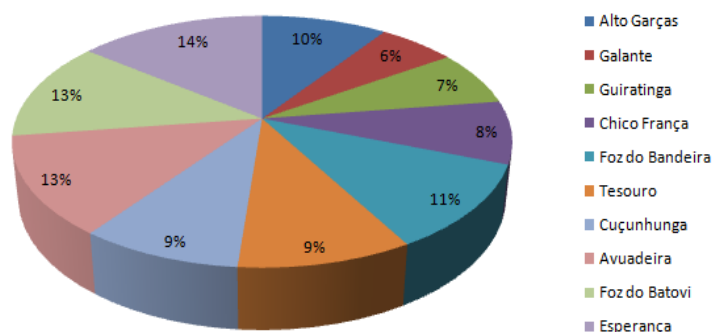


Figura 8 – Potências Médias por PCH – Período Seco

Distribuição de Potências Médias por PCH Período Intermediário

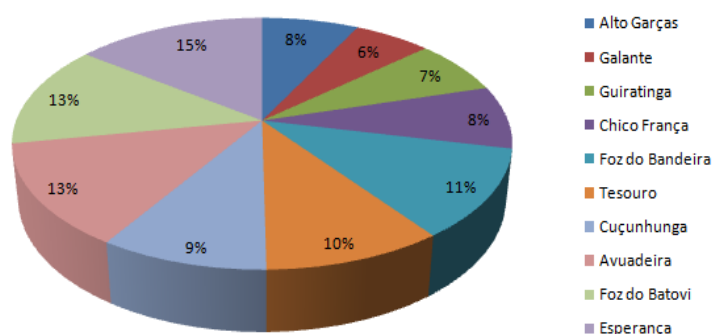


Figura 9 - Potências Médias por PCH – Período Intermediário

Distribuição de Potências Médias por PCH Período Chuvoso

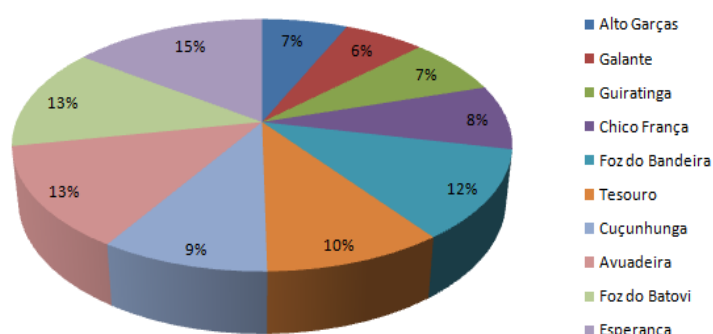


Figura 10 - Potências Médias por PCH – Período Chuvoso

5. CONCLUSÃO

Realizado o equacionamento da cascata e encontradas as soluções ótimas por PNL observa-se que a operação do reservatório foi favorável em todos os cenários testados em relação à operação a fio d'água. Pode-se perceber, ainda, que as maiores diferenças relativas, até o máximo de 12%, foram observadas na bacia com menor capacidade de regularização e nos períodos chuvosos e intermediários, justamente quando as perdas por vertimento na operação a fio d'água seriam maiores.

Cabe lembrar que tais resultados foram obtidos considerando previsão perfeita de vazões para os diversos cenários, o resultado efetivo depende do grau de aleatoriedade e de previsibilidade das vazões. Sua aplicação na prática poderia ser feita considerando um cenário determinístico de vazões afluentes ou a aplicação de múltiplos cenários em uma abordagem estocástica que pode ser explorada em estudos futuros. Justamente nesse ponto o uso do modelo SMAP de transformação chuva-vazão torna-se interessante, pois a troca da vazão pela precipitação como dado de entrada acaba incorporando o efeito do estado inicial de armazenamento na bacia, melhorando a previsão das vazões mesmo diante da capacidade limitada de previsão de chuvas.

Apesar das simplificações utilizadas no modelo, pode-se observar um benefício potencial significativo com a regularização de reservatórios em PCH's.

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq, pelo apoio obtido através do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica (PIBIC), o qual possibilitou a realização deste trabalho.

BIBLIOGRAFIA

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2011). <<http://www.aneel.gov.br>>.

BARROS, M.T.L., TSAI, F., LOPES, J.E.G., YEH, W. (2003). "Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations." J. Water Resources Plan. Manage., 129(3), 178-188.

BRANDÃO, J.L.B. (2004). "Modelo para Operação de Sistemas de Reservatórios com Usos Múltiplos." Tese (Doutorado) - PHD/EPUSP, São Paulo.

ELETROBRÁS. (2000). *Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Rio de Janeiro.

GAMS - General Algebraic Modeling System (2011). <<http://www.gams.com>>.

LOPES, J. E. G., BRAGA, B.P.F., CONEJO, J.G.L. (1981). "SMAP - A Simplified Hydrologic Model." Water Resources Publications.

LOPES, J.E.G. (2007). “*Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica.*” Tese (Doutorado) - PHD/EPUSP, São Paulo.

MME - Ministério de Minas e Energia. (2011). <<http://www.mme.gov.br>>.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. (2011). <<http://www.ons.org.br>>.

PORTO, R.L.L.; LANNA, A.E.L.; BRAGA Jr., B.P.F.; CIRILO, J.A.; ZAHED FILHO, K.; GOBETTI, L.; AZEVEDO, L.G.T.; BARROS, M.T.L.; BARBOSA, P.S.F. (1997). “*Técnicas Quantitativas para o Gerenciamento de Recursos Hídricos.*” Coleção da ABRH, UFRGS.

RIGHETTO, A.M. (1998). “*Hidrologia e Recursos Hídricos*”, São Carlos.

ROS, D.A. (2002). “*Análise de Funções Objetivo para Otimização da Operação de Sistemas Hidroenergéticos.*” Dissertação (Mestrado) - PHD/EPUSP, São Paulo.

SITTA, M.B., KAVAKAMA, B. B., MOTTA, F. R., ORLANDO, P. D. G., BOSCHIERO, P. A. G. (2009). “*Implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica no Rio das Garças no Mato Grosso.*” Trabalho de Formatura (Graduação) - PHD/EPUSP, São Paulo.

TUCCI, C.E.M. (1993). “*Hidrologia Ciência e Aplicação*”, 1^{ed}. Coleção da ABRH, UFRGS, EDUSP.

ZAMBON, R.C. (2008). “*Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte.*” Tese (Doutorado) - PHD/EPUSP, São Paulo.