



**XXII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GOP/27  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO – IX**

**GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

**PROGRAMAÇÃO DINÂMICA EM DOIS ESTÁGIOS APLICADA NA TOMADA DE DECISÕES PARA  
PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO DAS CASCATAS DO IGUAÇU E JORDÃO**

**Leandro Andrade Nacif(\*)  
COPEL**

**Marcelo Rodrigues Bessa  
UFPR**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta uma abordagem de otimização de curto prazo focada em 5 reservatórios na região sul do Brasil. Estes reservatórios possuem características peculiares que precisam ser consideradas e não devem sofrer simplificações, mesmo incorrendo em maiores custos computacionais. Associado, existe o fato de a região sul não possuir sazonalidade marcada em seu regime de vazões. Um método adaptado da Teoria Estocástica dos Reservatórios foi desenvolvido com a finalidade de tratar a incerteza relativa a esta falta de sazonalidade. A operação proposta pelo método foi simulada e os resultados foram excelentes reduzindo os vertimentos em períodos em que esses ocorrem com mais intensidade.

**PALAVRAS-CHAVE**

Geração Hidroelétrica, Otimização, Programação Dinâmica, Programação Inteira Mista, Programação Diária, introdução

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil e atende 96,6% do consumo nacional. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na Região Amazônica. Ele é dividido em quatro regiões geoeletricas, com características hidrológicas e operativas distintas entre si, denominadas subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

A bacia do rio Iguaçu está localizada na região sul do Brasil, portanto pertence ao subsistema de mesmo nome. Na cascata do rio Iguaçu se localiza, primeiramente, o reservatório da usina de Foz do Areia (Governador Bento Munhoz) com um volume útil de 3.805 hm<sup>3</sup> e, imediatamente a jusante, afogando o canal de fuga da usina, encontra-se o reservatório de Segredo (Governador Ney Braga) com um volume útil de 388 hm<sup>3</sup>. O reservatório de Segredo recebe, além da vazão defluente de Foz do Areia e a vazão incremental, uma vazão transferida do reservatório de Derivação do Rio Jordão (DRJ) (vide Figura 1). Esta transferência de vazão se dá através de um túnel subterrâneo que liga o reservatório de Segredo ao reservatório do desvio do Jordão e o sistema de transferência de vazão é o mesmo de vasos comunicantes, em que a quantidade de vazão transferida é função da diferença entre as cotas montantes de Segredo e DRJ. O reservatório de DRJ possui uma PCH que turbinha uma vazão constante de 10 m<sup>3</sup>/s e um vertedouro tipo lâmina livre que verte automaticamente quando sua cota excede a cota da soleira do vertedouro (610m). A montante do reservatório de DRJ se encontram as UHE's Santa Clara e Fundão. Santa Clara possui um reservatório de 262 Hm<sup>3</sup> e Fundão é fio d'água.

Além destas características elencadas, a Bacia do Iguaçu possui as características típicas da região sul no tocante à ausência de sazonalidade definida no regime de vazões, tendo uma resposta muito rápida à precipitação e também um histórico de vazões com grande variabilidade, fazendo com que as previsões de vazão para meses à frente sejam pouco confiáveis. Esta imprevisibilidade dificulta o planejamento da geração destas usinas levando-as

(\*) Rua José Izidoro Biazzetto, n° 158 – sala 261 - Bloco A – CEP 81200-240 Curitiba, PR, – Brasil  
Tel: (+55 41) 3331-3361 – Fax: (+55 41) 3331-3170 – Email: leandro.nacif@copel.com

a consideráveis vertimentos, como se observa na Tabela 1 e, em indesejáveis períodos de estiagens, ao total desligamento das unidades geradoras com atendimento a restrições ambientais e de uso múltiplo por meio de vertimentos como se observou no primeiro semestre de 2012.

Tabela 1 – Média anual dos vertimentos de Foz do Areia

Ano	Vertimento(m³/s)	Vertimento(%mlt)
2011	254	39,3
2010	244	37,7
2009	156	24,1

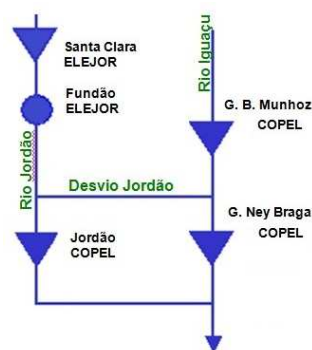


Figura 1 – Topologia do sistema

Estes aspectos reunidos motivam uma modelagem distinta das modelagens tradicionais já publicadas na literatura como, por exemplo, em (1) ou (2) e daquela utilizada pelos atuais modelos oficiais (de acordo com o manual do Decomp) adotados pelo ONS – Operador Nacional do Sistema, o responsável pelo planejamento da operação do SIN. Este trabalho tem como objetivo mostrar uma ferramenta desenvolvida para a Programação Diária da Operação Eletroenergética na qual as características mencionadas da bacia do Iguaçu são tratadas de forma adequada subsidiando a tomada de decisão desta etapa do planejamento da geração. O afogamento do canal de fuga já foi objeto de estudo de (3) e modelagens estocásticas para tratamento de incertezas foram propostas por muitos, com destaque para (4). Esta metodologia aqui proposta pode ser facilmente estendida às outras usinas do subsistema sul, construindo com isto uma interessante política de operação para este subsistema.

## 1.0 - MÉTODO

As modelagens a seguir detalhadas mostram o tratamento adequado para o afogamento do canal de fuga, a transferência de vazão e as incertezas relativas às vazões. Ao final será apresentada a Programação Dinâmica Determinística.

### 2.1 Afogamento dos Canais de Fuga

O afogamento do canal de fuga de Foz do Areia pelo reservatório de Segredo se dá devido à faixa operativa do reservatório de Segredo que vai da cota 602m (em relação ao nível do mar) à cota 607m, e o canal de fuga de Foz do Areia está na cota 601,7m. Quando existe tal afogamento, o nível de jusante passa a ser uma função da vazão defluente da sua respectiva usina e do nível de montante da usina imediatamente a jusante. Quando não existe tal afogamento, o nível de jusante é uma função apenas da vazão defluente. Para a sua determinação utilizam-se polinômios de nível do canal de fuga para alguns níveis da usina a jusante e os valores intermediários são calculados por interpolação linear. A Figura 2 mostra os polinômios plotados para Foz do Areia e Segredo.

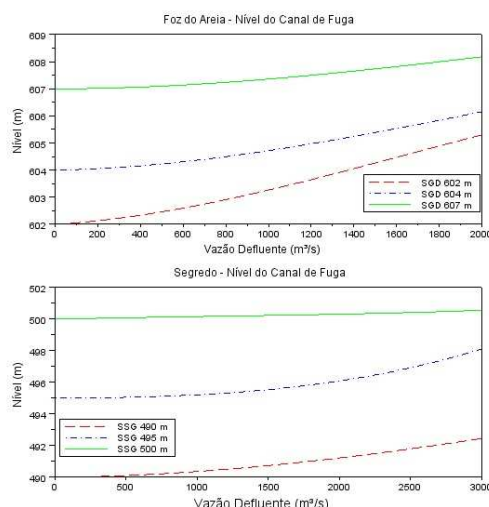


FIGURA 2 – Polinômios de nível de jusante

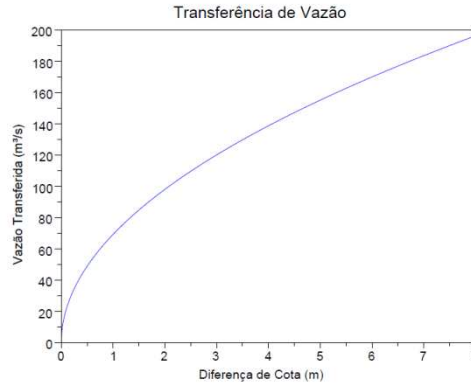


Figura 3 – Vazão transferida

O fato de haver afogamento do canal de fuga significa um aumento significativo da complexidade do problema, dificultado a modelagem, já que a função de produção da usina passa a depender também de informações da usina imediatamente a jusante. Esta questão foi detalhadamente modelada assumindo-se o custo computacional associado.

## 2.2 Transferências de Vazão da Derivação do Rio Jordão

A transferência de vazão se dá através de um túnel subterrâneo que liga o reservatório de Segredo ao reservatório do desvio do Jordão e o sistema de transferência de vazão é o mesmo de vasos comunicantes, onde a quantidade de vazão transferida é função da diferença entre as cotas montantes de Segredo e DRJ. O reservatório de DRJ possui uma PCH que turbinha uma vazão constante de 10 m³/s e um vertedouro tipo lâmina livre que verte automaticamente quando sua cota excede a cota da soleira da comporta (610m). A Figura 3 mostra a curva da vazão pela diferença de cota. Cabe ressaltar que esta transferência de vazão se dá tanto do reservatório de DRJ para Segredo, quanto no sentido inverso, tudo em função da diferença de cota.

## 2.3 As incertezas das vazões e a Programação Dinâmica

Para tratar as incertezas relativas às vazões foi utilizado um algoritmo de programação dinâmica discreta determinística (PDDD) em 2 estágios (2 meses). Foram geradas séries sintéticas para o segundo mês com a utilização do método de Monte Carlo constituindo um método adaptado da Teoria Estocástica dos Reservatórios descrita por (5). O primeiro mês foi modelado de forma determinística com as vazões utilizadas na elaboração do Programa Mensal da Operação e suas revisões publicadas pelo ONS de acordo com o submódulo 7.3 dos Procedimentos de Rede do ONS. Para a geração de séries foi utilizada a metodologia descrita no item 2.3.3.

### 2.3.1 A Programação Dinâmica Discreta Determinística para o primeiro mês

O problema foi resolvido por Programação Dinâmica Discreta Determinística (PDDD), conforme apresentada por (6). Como neste trabalho se considera um sistema de múltiplos reservatórios, há um aumento na complexidade do problema que costuma culminar na conhecida “Maldição da Dimensionalidade”. Foi empregada uma granulometria na discretização tal que viabilizasse o custo computacional. Além desta medida, que sozinha foi insuficiente para viabilizar o tempo computacional, outras duas foram utilizadas. A modelagem foi rodada em um cluster emulado com duas máquinas em rede e o “espaço de busca” foi limitado. Consideramos o nível inicial para a primeira semana do primeiro mês e os limites subsequentes foram determinados considerando os extremos de deplecionamento (máxima vazão defluente) e de enchimento (vazão defluente zero). O horizonte de estudo foi de dois meses sendo que o primeiro mês discretizado em semanas e resolvido via (PDDD). A carga considerada acima da capacidade de atendimento do sistema hidrelétrico. A configuração do sistema é o da Figura 1 com uma térmica com capacidade de geração infinita e função de custo assim como utilizado em (2):

$$c_t = \frac{1}{2} g_t^2 \quad (1)$$

Onde  $c_t$  é o custo da térmica e  $g_t$  é a geração térmica.

A formulação do problema de PDDD é:

$$\min \sum_{t=1}^T c_t (d_t - g_t) \quad (2)$$

S.A

$$p_t^i(u_t^i, h_t^i) = \rho u_t^i h_t^i \quad (3)$$

$$x_{t+1}^i = x_t^i + k * (y_t^i + ud_t^j + ut_t^k - u_t^i) \quad (4)$$

$$\underline{x}^i \leq x^i \leq \bar{x}^i \quad (5)$$

$$\underline{u}^i \leq u^i \leq \bar{u}^i \quad (6)$$

Onde:

$d_t$  – Carga no estágio t (MW médios).

$gh_t$  – Geração Hidráulica total no estágio t (MW médios)

$p^i(u_t^i, hl_t^i)$  – Geração hidroelétrica média na usina i no estágio t (MW médios)

$\rho$  – produtividade específica [MW/(m³/s/m)]

$hl_t^i$  – Altura de queda líquida na usina i no estágio t (m). Sendo uma diferença entre o nível de montante (função do volume armazenado) e o nível de jusante (função da vazão defluente e do nível de montante da usina a jusante quando há afogamento do canal de fuga) descontada a perda de carga (função da vazão turbinada).

$x_{t+1}^i$  – Volume armazenado na usina i no início do estágio t+1 (igual ao volume armazenado na usina i no final do estágio t (m³).

$x_t^i$  – Volume armazenado na usina i no início do estágio t (m³)

$k$  – Constante igual ao número de segundos em cada estágio.

$y_t^i$  – Vazão incremental à usina i no estágio t (m³/s).

$ud_t^j$  – Vazão defluente na usina j, sendo j índice para as usinas a montante da usina i (m³/s).

$ut_t^k$  – Vazão transferida da usina k para a usina i, sendo k o índice para a usina que transfere vazão para a usina i (m³/s).

$u_t^i$  – Vazão turbinada média na usina i no estágio t (m³/s).

$\underline{x}^i$  – Limite inferior para o volume armazenado na usina i (m³).

$\bar{x}^i$  – Limite superior para o volume armazenado na usina i (m³).

$\underline{u}^i$  – Limite inferior para a vazão turbinada na usina i (m³/s).

$\bar{u}^i$  – Limite superior para a vazão turbinada na usina i (m³/s).

### 2.3.2 As incertezas das vazões

A pergunta que se tenta responder é: “Quanto se deve deplecionar o reservatório para o fim do primeiro mês de tal forma que se equilibre os prováveis vertimentos (no segundo mês) com a perda de altura líquida decorrente do deplecionamento?” Esta pergunta é respondida através de uma função que associa um custo de operação para cada estado de armazenamento no final do primeiro mês. Esta é a informação sobre o segundo mês entregue para a PDDD otimizar o primeiro mês.

Com o objetivo de assegurar a compatibilidade da superfície de custo para o segundo mês com as curvas do primeiro mês, o método de Monte Carlo foi utilizado com uma modelagem muito próxima àquela utilizada na PDDD para o primeiro mês. Entretanto, neste caso não é resolvido um problema de otimização para cada estado (como na PDDD), mas sim uma geração/vazão turbinada constante sendo o maior valor entre disponibilidade da usina e limite máximo de geração. Outra diferença está na função de produção:

$$p(qt, hl) = \rho.(qt - qv).hl \quad (7)$$

Sendo  $qv$  a vazão vertida. Simula-se para cada estado de armazenamento dos reservatórios a geração hidroelétrica debitando-se da vazão turbinada a vazão vertida associada a aquele estado e a aquela série. Desta forma penaliza-se o vertimento como um valor adicional de geração térmica, uma vez que a geração hidroelétrica será menor. O custo da operação é, então, calculado pela Equação 1 para cada estado e para cada série. O Valor Esperado para o custo de operação em cada estado é calculado e a função de custo está construída. A Figura 4 mostra a superfície de custo do segundo mês para Santa Clara e Jordão. Observa-se que a “taxa de variação” da curva vai diminuindo até chegar à zero (em relação a Santa Clara) no seu ponto de equilíbrio onde a perda de altura líquida se equilibra com os vertimentos.

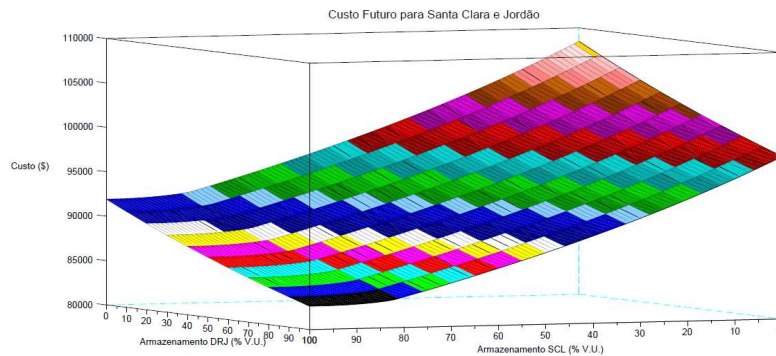


Figura 4 – Curva de custo para o segundo mês (Santa Clara e Jordão)

### 2.3.3 A geração de séries

A técnica empregada é baseada na formulação periódica autoregressiva de ordem p, ou PAR(p), porém o método de geração é diferente. Utilizou-se um modelo autorregressivo com médias móveis contemporâneo de ordens p e q, ou CARMA(p,q), multivariado, não periódico. A Figura 5 mostra o histograma das 1000 séries geradas para o mês de agosto para o reservatório de Foz do Areia.

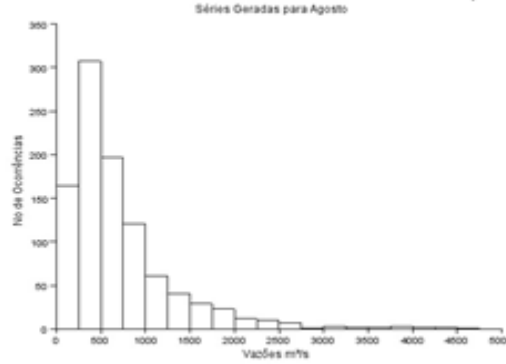


Figura 5 – Histograma para as 1000 séries geradas para Foz do Areia

### 2.4 Interação com a etapa de Programação diária

A solução do problema formulado em PDDD é uma sequência de geração de cada usina para cada semana. Porém esta sequência normalmente não é utilizada, uma vez que a geração destas usinas é definida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Esta sequência é apenas um parâmetro utilizado para o rateio da geração requerida pelo ONS para as usinas estudadas. Outro parâmetro utilizado é o valor da água, definido pela Equação 8.

$$v_{h2oi} = -\frac{\partial Cf}{\partial v_i} \quad (8)$$

Onde:

$v_{h2oi}$  - Valor da Água para a usina i em (\$/Hm³)

$v_i$  - Volume armazenado no reservatório da usina i (Hm³)

$Cf$  - Custo futuro da operação calculado pelo algoritmo de PDDD (\$) (Figura 4)

Calculado o valor da água, que também é conhecido como preço sombra, pode se utilizar a Teoria da Produção para tratar a Programação diária. A Teoria da Produção, como apresentado por (7) faz parte da Teoria Econômica, especificamente, Microeconomia, em que estão definidos os custos totais, custos unitários e custos marginais. As Equações a seguir calculam estas grandezas:

$$custo_t(gh_i) = volt_i(gh_i).v_{h2oi} \quad (9)$$

$$custo_u(gh_i) = \frac{volt_i(gh_i).v_{h2oi}}{gh_i} \quad (10)$$

$$custo_m(gh_i) = \frac{\partial custo_t(gh_i)}{\partial gh_i} \quad (11)$$

Onde:

$custo_t(gh_i)$  - Custo total para um determinado patamar de produção gh (\$)

$volt_i(gh_i)$  - Volume turbinado na usina i como função da geração (Hm³)

$v_{h2oi}$  - Valor da Água para a usina i em (\$/Hm³)

$custo_u(gh_i)$  - Custo unitário para um determinado patamar de produção gh na usina i (\$)

$custo_m(gh_i)$  - Custo marginal para um determinado patamar de produção gh na usina i (\$/ MW med)

A Figura 6 mostra as curvas de custos unitários e marginais para as usinas de Foz do Areia e Segredo operando com 1, 2, 3 ou 4 máquinas, onde pode-se observar que o custo marginal se iguala ao custo unitário quando este alcança o seu mínimo, o que corrobora com (7).

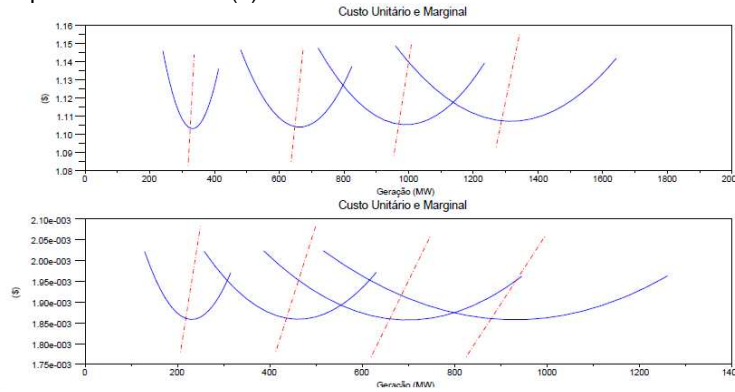


Figura 6 – Curvas de custos unitários e marginais para as usinas de Foz do Areia e Segredo

Definidos os custos basta resolver o problema de programação inteira mista que é resolvido por uma heurística que combina programação dinâmica, para resolver a programação inteira, e programação não linear. A formulação é:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Us} \text{custo}_t(gh_t^i, nmq_t^i) \quad (12)$$

S. A.

$$gh_t^i(u, hl, rt, rg) = g \cdot 10^{-3} \cdot u_t^i \cdot hl_t^i(n_m, n_j, h_p) \cdot rt(gh_t^i, hl_t^i) \cdot rg(gh_t^i) \quad (13)$$

$$gh_t + \text{int}_t \geq d_t + rs_t \quad (14)$$

$$\sum_{t=1}^T gh_t^i = m^i \cdot T \quad (15)$$

$$\underline{gh_t^i} < gh_t^i < \overline{gh_t^i} \quad (16)$$

$$U_{t-1k}^{upi} > \underline{U_{t-1k}^{upi}} \quad (17)$$

$$U_{t-1k}^{downi} > \underline{U_{t-1k}^{downi}} \quad (18)$$

$$|nmq_t^i - nmq_{t+1}^i| < 2, \forall t < T \quad (19)$$

$$\text{custo}_t = |nmq_t^i - nmq_{t+1}^i| \cdot cpp^i, \forall t < T \quad (20)$$

Onde:

$nmq_t^i$  - Número de máquinas sincronizadas na usina i no intervalo t

Us – Número total de usinas

u – Vazão turbinada ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

g – Aceleração da gravidade ( $\text{m}/\text{s}^2$ )

rt - Rendimento da turbina

rg - Rendimento do gerador

$\text{int}_t$  - Intercâmbio no intervalo t (MW médio)

$d_t$  - Demanda no intervalo t (MW médio)

$rs_t$  - Reserva de potência no intervalo t (MW médio)

$m^i$  - Meta de geração para a usina i

$\underline{gh_t^i} / \overline{gh_t^i}$  - Limites inferior/superior para a geração na usina i no intervalo t (MW médio)

$U_{t-1k}^{upi} / \underline{U_{t-1k}^{upi}}$  - Tempos total/mínimo de operação contínua para a máquina k (s)

$U_{t-1k}^{downi} / \underline{U_{t-1k}^{downi}}$  - Tempo total/mínimo fora de operação da máquina k (s)

$cpp^i$  - Custo de parada e partida na usina i (\$)

Os custos de parada e partida das máquinas possuem valores monetários reais (R\$) que devem ser transformados em valores monetários do modelo de otimização. A Equação 21 faz esta transformação.

$$cpp(\$) = \frac{cppu^i . Potm^i}{TEO . p . hl . 10^{-6}} . v_{h2oi} \quad (21)$$

Onde:

$cpp$  - Custo de parada e partida (\$) transformado

$cppu^i$  - Custo unitário de parada e partida (R\$/MW)

$Potm^i$  - Potência da máquina a parar ou partir (MW)

TEO - Tarifa de Energia de Otimização, aquela que remunera a geração segundo as atuais regras do setor (R\$/MW.s)

## 2.0 - RESULTADOS

A Figura 7 apresenta a evolução dos armazenamentos observados e a simulação do despacho para o ano de 2011, considerando níveis e vazões verificados. Foram rodados 12 casos, sendo um para cada mês e um caso adicional para dezembro de 2010, indicando o nível ótimo de armazenamento para o início do período estudado. A Tabela 2 apresenta os valores referentes aos gráficos da Figura 7 e a Tabela 3 os valores referentes à cascata do Jordão. Da mesma maneira, a Tabela 4 mostra uma comparação entre o despacho programado para o dia 01/07/2011 (Caso Base) e uma nova proposta segundo metodologia apresentada no presente trabalho.

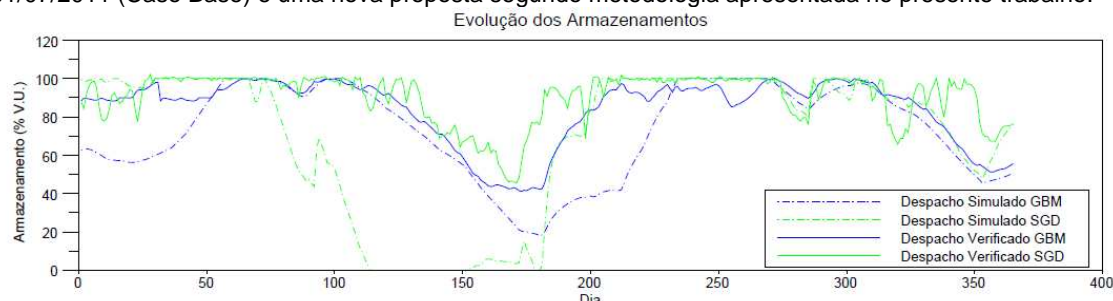


Figura 7 – Evolução dos armazenamentos

Tabela 2 – Resultados do modelo mensal

2011 - Média	PRD. Média	Ger (%)	Vert.(m³/s)	Var (%)
GBM Ver.	1,125	100,00	254,5	100,00
GBM Sim.	1,093	+14,34	121,1	-52,5
SGD Ver.	0,880	100,00	401,3	100,00
SGD Sim.	0,888	+27,18	408,2	+1,70

Tabela 3 – Resultados do modelo mensal

2011 - Média	PRD. Média	Ger (%)	Vert.(m³/s)	Var (%)
S.Clara Ver.	0,807	100,00	41,64	100,00
S.Clara Sim.	0,780	+11,01	26,35	-36,72
Fundão Ver.	0,815	100,00	58,70	100,00
Fundão Sim.	0,836	+34,80	39,27	-33,11
Jordão Ver.	-		53,60	100
Jordão Sim.	-		13,90	-74,07

Tabela 4 – Comparação entre os casos

Caso	Nº de partidas e paradas	Custo Total (\$)	Var(%)
Caso Base	19	143.905,3	100
Nova Proposta	13	99.726,1	-30,7

## 3.0 - CONCLUSÕES

A Figura 7 mostra que o modelo de otimização mensal tende a operar com os reservatórios mais deplecionados, regularizando com isto as entradas de cheias. Porém, como se observa na Tabela 2, não se verificou uma redução significativa na produtividade média das usinas, e em Segredo e Fundão, ao contrário, houve até um aumento. Pode-se verificar também um expressivo aumento na geração das usinas e, conseqüentemente, uma considerável redução nos vertimentos.

Observa-se também uma tendência de deplecionar Segredo, que se localiza a jusante, prioritariamente. De acordo com a (2) o deplecionamento deve ocorrer de montante para jusante, porém, devido à existência de afogamento do canal de fuga e transferência de vazões, deve se operar de forma distinta, para maiores detalhes (8).



Finalmente, a Tabela 4 apresenta a comparação da nova proposta, que é a solução do problema definido pelas Equações 12-20, com o despacho programado na época para o dia 01/07/2011, segundo o critério de custo de operação. Verifica-se uma redução de mais de 30% no custo de operação. Como este custo se refere ao modelo de otimização e não a custos reais, a conclusão é de que o modelo atendeu a mesma carga porém o sistema terminou com mais energia armazenada.

#### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) FORTUNATO, L. A. M; et al. *“Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica.”* - Rio de Janeiro, Editora Universitária, Universidade Federal Fluminense, 1990.
- (2) SOARES, S.; CARNEIRO A.A.F.M, *“Optimal Operations Of Reservoirs for Electric Generation”* - IEEE Transactions on Power Delivery , Vol. 6, No. 3, July 1991.
- (3) MORGENSTERN, L.R. *“Otimização da operação energética do sistema hidroelétrico do rio Iguaçu”* - Dissertação de Mestrado – FEE-UNICAMP. 1991.
- (4) PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. *“Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach”* - Water Resources Res., vol. 21, no. 6, pp. 779–792, 1985.
- (5) GOMIDE, F. L. S. *“Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento energético de sistemas hidrelétricos”* - paginação irregular. Tese (Prof. Titular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 1986.
- (6) LABADIE, J. W. *“Optimal operation of multireservoir systems: State-of-the-art review.”* - Journal of Water Resources Planning and Management, 2004.
- (7) BITU, R.; BORN, P. *“Tarifas de energia elétrica: Aspectos conceituais e metodológicos”* – MM editora, 1993. São Paulo, SP.
- (8) Nacif, L. A.; Bessa, M. R. *“Operação energética dos reservatórios de Foz do Areia, Segredo e Derivação do Jordão na Bacia do Iguaçu”* – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Curitiba, 2012.

#### 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Leandro A. Nacif** – Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF, Brasil, 2005 e concluiu o mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental pela Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2013. É Engenheiro da Companhia Paranaense de Energia – COPEL e atua na área de Programação Diária e Mensal da Operação Eletroenergética desde 2006.

**Marcelo R. Bessa** - Doutorado em Systems Design Engineering pela University of Waterloo, Canadá(1999) Professor do Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil e Pesquisador do Lactec, Curitiba, Brasil.