



**XXIII SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GGH/07  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

## **GRUPO - I**

### **GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH**

#### **ANÁLISE DA REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS DO SIN UTILIZANDO UNIDADES GERADORAS REVERSÍVEIS**

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

**Fabiano Ari Locatelli  
COPEL GeT**

**Rômulo Camargo  
COPEL GeT**

## **RESUMO**

Este artigo apresenta uma análise da repotenciação de usinas hidrelétricas existentes, que possuem espaço para unidades geradoras adicionais, através da utilização de máquinas reversíveis. A repotenciação destas usinas provoca um sério problema de desbalanço hídrico nas cascatas em que se localizam e a utilização de máquinas reversíveis torna-se então uma alternativa a ser avaliada. Deste modo é apresentada uma avaliação desta possibilidade em conjunto com uma abordagem econômica do problema da elevada demanda instantânea observada no Sistema Interligado Nacional.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Repotenciação, Usinas Hidrelétricas, Usinas Reversíveis, Demanda Instantânea, Custo Marginal de Operação

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

## 1.0 - INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional - SIN vem experimentando sistematicamente uma relativa diminuição na disponibilidade de potência, frente ao aumento da demanda instantânea verificada nos dias úteis, principalmente entre as quatorze e vinte horas. Este fato motivou o debate a respeito da instalação de unidades geradoras adicionais naquelas usinas que possuem espaço para tal. A ANEEL (1) na Nota Técnica No 026/2011-SRG/ANEEL elenca quais são estas usinas que podem receber unidades geradoras adicionais.

Do ponto de vista econômico, no momento em que a disponibilidade de potência se reduz, o custo marginal de operação se eleva, sinalizando para o gerador a necessidade de atendimento à demanda instantânea.

Mas como o processo de formação de preço, ao qual o SIN está submetido, passa pela utilização de modelos que, em função de suas limitações (2), não são capazes de representar detalhadamente o sistema, o custo marginal oriundo deles não traduz economicamente a redução da disponibilidade de potência, inibindo a expansão do parque gerador e agravando o problema ao longo do tempo. Daí vem uma das dificuldades em se desenvolver um arcabouço regulatório que incentive a repotenciação das usinas hidrelétricas (3).

Caso os percalços econômicos e regulatórios sejam resolvidos e as unidades adicionais venham a ser instaladas e colocadas em operação, surge um novo problema: a coordenação da operação das usinas em cascata.

Hoje, as usinas em cascata possuem capacidade de defluência tal que o balanço hídrico entre os aproveitamentos é preservado evitando assim vertimentos desnecessários ou desbalanços que ocasionem deplecionamentos muito acentuados. Com as novas unidades geradoras, a capacidade de defluência das usinas repotenciadas é elevada de tal forma que o balanço hídrico na sua cascata seja comprometido.

Este comprometimento pode trazer perdas significativas nas disponibilidades energéticas em função da necessidade do atendimento à demanda instantânea do SIN. E como estas perdas não são representadas nos modelos, as políticas de operação definidas por eles não contemplarão nem precificarão esta questão, superestimando a capacidade futura de atendimento do sistema.

O fato de não haver modelagem adequada para este problema, levará o Operador Nacional do Sistema – ONS a despachar usinas térmicas por fora do modelo a fim de corrigir mais esta distorção.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é então apresentar uma análise energética do atendimento à demanda instantânea, detalhando o problema e ao mesmo tempo estudando a solução dele através do uso de máquinas reversíveis.

## 2.0 - METODOLOGIA

Esta sessão apresenta o modelo de otimização detalhado que será utilizado para o cálculo do CMO para cada meia hora de um dia como elevada demanda instantânea. Este modelo será aplicado ao parque gerador da COPEL que, por ser reduzido, permite a representação detalhada. Além disto, será apresentada a usina reversível através da simulação teórica de sua operação.

### 2.1 A Formulação do Modelo de Otimização

O modelo aqui apresentado foi desenvolvido para o parque gerador da COPEL de forma atender suas particularidades que também serão apresentadas. Ele usa como insumo o valor da água oriundo de outro modelo de horizonte bimestral apresentado em (4). Com o valor da água são calculados os custos de acordo com a teoria da produção que vem da microeconomia (5).

As Equações 1 – 3, calculam estas grandezas.

$$\text{custo}_t(gh_i) = \text{volt}_i * v_{h2oi} \quad (1)$$

$$\text{custo}_u(gh_i) = \frac{\text{custo}_t(gh_i)}{gh_i} \quad (2)$$

$$\text{custo}_m(gh_i) = \frac{\partial \text{custo}_t(gh_i)}{\partial gh_i} \quad (3)$$

Onde:

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

$volt_t$  - 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)

Segue a formulação do modelo:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Us} custo(gh_t^i, nmq_t^i) \quad (4)$$

S. A.

$$gh_t^i = g \cdot 10^{-3} \cdot u_t^i \cdot hl_t^i \cdot rt(gh_t^i, hl_t^i) \cdot rg(gh_t^i) \quad (5)$$

$$gh_t + int_t \geq d_t + rs_t \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T gh_t^i = m^i \cdot T \quad (7)$$

$$\underline{gh_t^i} < gh_t^i < \overline{gh_t^i} \quad (8)$$

$$\frac{U_{(t-1k)}^{upi}}{U_{(t-1k)}^{upi}} > \frac{U_{(t-1k)}^{upi}}{U_{(t-1k)}^{upi}} \quad (9)$$

$$\frac{U_{(t-1k)}^{downi}}{U_{(t-1k)}^{downi}} > \frac{U_{(t-1k)}^{downi}}{U_{(t-1k)}^{downi}} \quad (10)$$

$$|nmq_t^i - nmq_{t+1}^i| < 2, \forall t < T \quad (11)$$

$$custo_t = |nmq_t^i - nmq_{t+1}^i| \cdot cpp^i, \forall t < T \quad (12)$$

Onde:

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

Us - Número total de usinas

u - Vazão turbinada (m³/s)

g - Aceleração da gravidade (m/s²)

rt - Rendimento da turbina

rg - Rendimento do gerador

$int_t$  - 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 calculada com base no resultado do modelo de horizonte mensal

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

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

$\frac{U_{(t-1k)}^{downi}}{U_{(t-1k)}^{downi}}$  - 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.

$$cpp(\$) = \frac{cppu^i . Potm^i}{TEO . \rho . hl . 10^{-6}} V_{h2oi} \quad (13)$$

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)

## 2.2 Características específicas do sistema

A maior parte do parque gerador da COPEL está localizada na bacia do rio Iguaçu na região sul do Brasil. Na cascata do rio Iguaçu se localiza, primeiramente, o reservatório da usina de Foz do Areia (Governador Bento Munhoz - GBM) e, imediatamente a jusante, afogando o canal de fuga da usina, encontra-se o reservatório de Segredo (Governador Ney Braga - GNB) com um volume útil dez vezes menor e ainda uma capacidade de turbinamento máximo inferior a de Foz do Areia. 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). A montante do reservatório de DRJ se encontram as UHE's Santa Clara (SCL) e Fundão (FND) sendo que o canal de fuga da UHE Fundão é afogado pelo reservatório de DRJ. Na Figura 1 existem 2 usinas destacadas em azul claro que não pertencem à COPEL e não farão parte do estudo. Além destas da bacia do Iguaçu, existem mais duas: Governador Parigot de Souza (GPS) no rio Capivari e Mauá no rio Tibagi.

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 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.

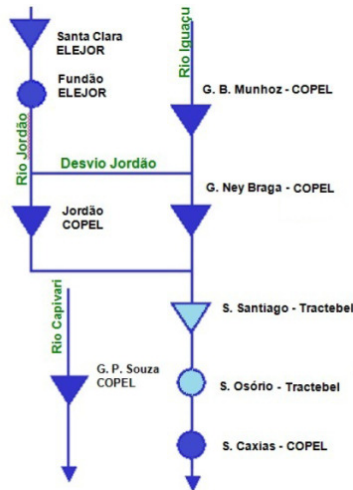


Figura 1 – Topologia do sistema

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

A existência de canais de fuga afogados, transferências de vazão entre 2 reservatórios e principalmente ausência de sazonalidade, requer uma modelagem detalhada. O modelo utilizado trata adequadamente cada uma destas características, como pode ser observado em (4).

## 2.3 Usinas Reversíveis

Uma usina reversível possui características muito próximas às de uma usina convencional. Além dos componentes desta última é necessário um reservatório a jusante e turbinas reversíveis, que operam como bombas. Este tipo de usina é indicado onde existe muita diferença entre os patamares de demanda instantânea na madrugada e nos outros períodos do dia (6). Uma vez que, nestes casos, os custos de operação também são muito diferentes.

Na madrugada o custo é baixo e quando a demanda é alta ele é muito alto. Desta maneira consome-se energia de baixo custo na madrugada e gera-se esta energia nos períodos de alta demanda, auferindo-se o benefício da diferença dos custos. Cabe ressaltar que este tipo de configuração possui um rendimento global de aproximadamente 75%, ou seja, consome-se mais energia para bombear do que para gerar. Logo, esta questão deve ser considerada no cálculo dos benefícios econômicos auferidos. Importante mencionar aqui que a atual regulamentação não permite que os benefícios financeiros decorrentes deste tipo de operação sejam auferidos pelo proprietário das instalações reversíveis, sendo este fato o grande imbróglio atual desta questão, desestimulando qualquer iniciativa neste sentido. A Figura 2 mostra uma simulação da operação de uma usina reversível por 5 dias, considerando que metade do tempo ela gera e na outra metade ela consome energia. A Tabela 2 resume o gráfico.

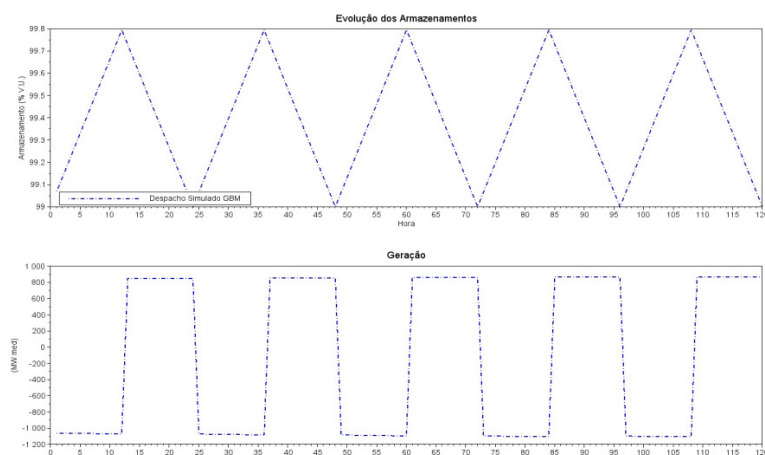


FIGURA 2 – Operação da usina reversível

Tabela 2 – Operação da usina reversível

Geração (MW med)	Consumo (MW med)	Q (m <sup>3</sup> /s)
429,3	543,6	700

Apresentadas as características da usina reversível, agora serão apresentadas algumas considerações a respeito de sua aplicação nos berços existentes na usina de Foz do Areia (como um exemplo para as demais usinas elencadas pela ANEEL).

Conforme mostrado, Foz do Areia atualmente já possui uma capacidade de turbinamento superior à usina de Segredo que se encontra a jusante. Isto causa dificuldades para a coordenação desta cascata quando da ocorrência de períodos de elevada demanda instantânea, uma vez que existe a vazão incremental ao reservatório da usina de Segredo e vazão transferida pela derivação do reservatório do Jordão. A geração maximizada em ambas leva então ao enchimento e consequente vertimento do reservatório de Segredo. Deste modo, caso a usina de Foz do Areia seja repotenciada, seu turbinamento aumentará ainda mais agravando o problema do vertimento em Segredo.

Além desta questão, a operação ótima desta cascata ocorre quando a usina de jusante é deplecionada prioritariamente, devido à existência do afogamento do canal de fuga de Foz do Areia e a transferência de vazão (4). Entretanto, a reduzida capacidade de turbinamento em Segredo torna este deplecionamento quase impossível, como se pode observar no seu histórico de operação.

A elevada demanda instantânea, desbalanços hidráulicos na cascata, a existência de reservatório a jusante afogando o canal de fuga e berços disponíveis na usina de Foz do Areia formam as condições técnicas básicas para que sejam utilizadas turbinas reversíveis na sua repotenciação. A próxima sessão irá mensurar qual será o ganho na implementação desta solução.

### 3.0 - RESULTADOS

Esta sessão apresenta o comportamento do custo marginal calculado pelo modelo detalhado com o objetivo de demonstrar a viabilidade econômica teórica da utilização de turbinas reversíveis, com a ressalva de que este não é o CMO oficial, porém traduz as condições do sistema de forma mais fiel. A rodada do modelo adotou como entrada a curva de carga de um dia de elevada demanda instantânea. Além disto apresenta duas simulações. A primeira considerando a usina de Foz do Areia repotenciada com turbinas convencionais e a segunda com a utilização de turbinas reversíveis. Ambas utilizaram como premissa o fato de que em um dia de elevada demanda instantânea a

geração destas usinas é maximizada das dez horas da manhã até meia noite, com uma redução por um período de 2 horas correspondente ao horário do almoço (esta premissa não se verifica na carga utilizado na rodada do modelo de otimização, entretanto ela representa a maior parte das ocorrências).

### 3.1 O Comportamento do Custo Marginal

A Figura 3 apresenta o perfil de carga verificada em um dia útil de elevada demanda instantânea. E a Figura 4 mostra a evolução do custo marginal do sistema da Figura 1 ao atender esta carga. Cabe ressaltar que o CMO foi normalizado para o menor valor, ou seja, o gráfico foi apresentado para mostrar a variação do CMO ao longo do dia, em relação ao seu menor valor diário. Pode-se observar que a variação chega a superar 100 vezes nos horários de pico da demanda.

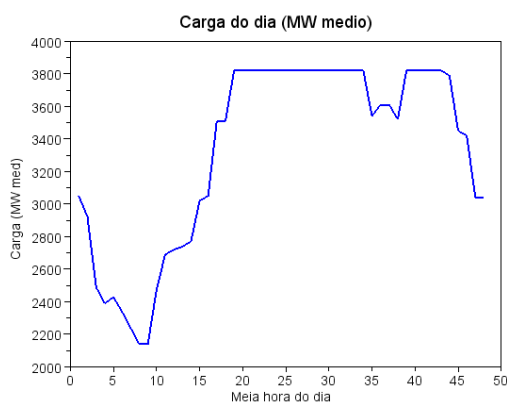


FIGURA 3 – Carga do dia

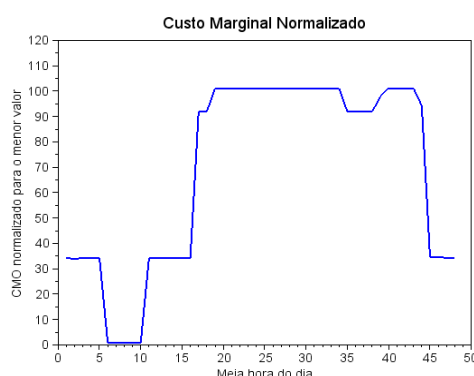


FIGURA 4 – Evolução do Custo Marginal

### 3.2 Simulações da operação

A Figura 5 apresenta a primeira simulação (usina repotenciada com unidades convencionais). Nele pode se notar que o nível de montante do reservatório de Segredo oscila todo o período entre 91% e 100%, ficando por 5 horas por dia neste último, ou seja, vertendo. Um exame na Tabela 3 revela um vertimento médio de 208,7m³/s em cinco dias. O reservatório de Foz do Areia foi deplecionado de 99% para 84,75%.

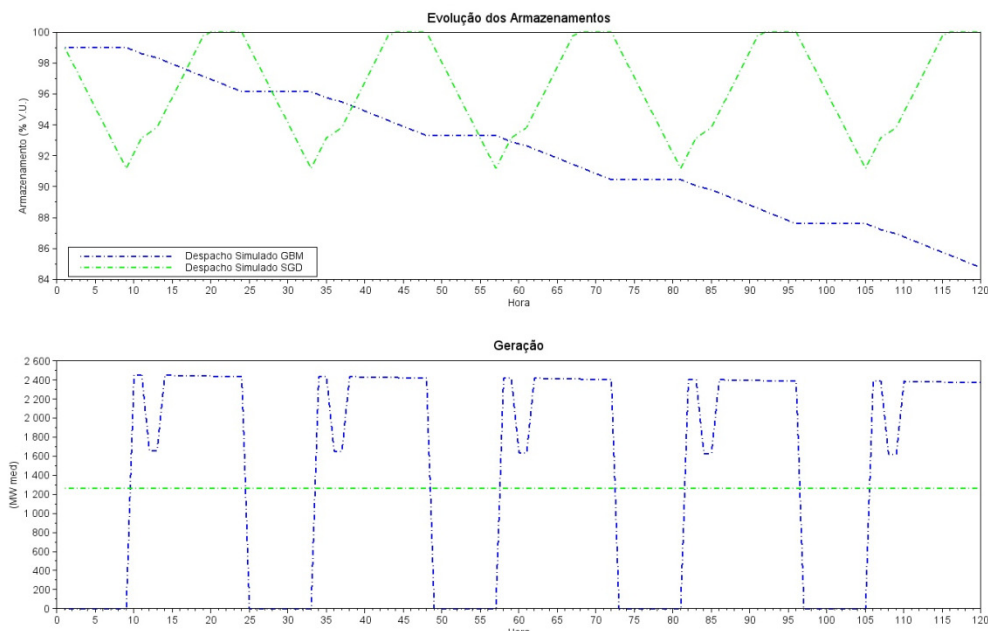


FIGURA 5 – Operação de Foz do Areia (GBM) e Segredo (SGD)

Tabela 3 – Operação de Foz do Areia (GBM) e Segredo

Geração Total (MW med)	Consumo (MW med)	Qvert (m³/s)
2702,8	0	208,7

Já a Figura 6 apresenta a simulação da operação com máquinas reversíveis. Pode-se observar que o reservatório de Segredo oscila agora em um canal decrescente, ou seja, com tendência de deplecionamento. Portanto, nesta simulação não houve vertimento. O reservatório de Foz do Areia deplecionou-se até 87,74%

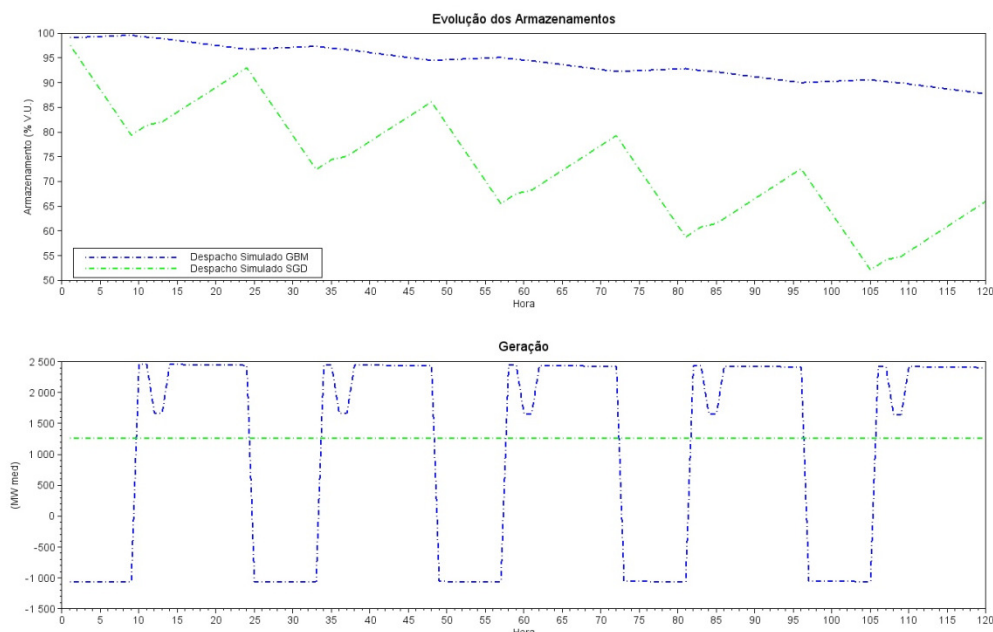


FIGURA 6 – Operação de Foz do Areia (GBM) e Segredo (SGD)

Tabela 4 – Operação de Foz do Areia (GBM) e Segredo (SGD)

Geração Total (MW med)	Consumo (MW med)	Qvert (m <sup>3</sup> /s)
2716,2	397,6	0

Analisando a segunda simulação (Tabela 4) pode se constatar que o processo de bombeamento consumiu 397,6 MW médios em cinco dias. Entretanto, evitou-se um vertimento de 208,72m<sup>3</sup>/s que corresponde a 417,4 MW médios no mesmo período, ou seja, só o fato de evitar o vertimento transformou o sistema de usina reversa que é deficitário (ver Tabela 2) em um sistema superavitário no montante de aproximadamente 20 MW médios.

É importante ressaltar que este é um aspecto de todo o conjunto, mas não é o único. Com máquinas reversíveis é possível operar com o reservatório de Segredo deplecionado, o que proporciona ganhos de altura de queda em Foz do Areia e um aumento na transferência de vazão do Jordão que por sua vez contribui para uma operação mais otimizada em sua respectiva cascata, formada também por Santa Clara e Fundão.

Esta possibilidade de maior otimização da cascata diminui os valores de CMO e suas variação dentro do dia. No caso de um sistema equipado com turbinas reversíveis aquela diferença de até 100 vezes observada na Figura 4 se reduz para algo próxima à 3,5 vezes.

#### 4.0 - CONCLUSÕES

A utilização de turbinas reversíveis agrega muito valor à operação de um sistema como o Brasileiro e ainda com baixíssimo impacto ambiental. No entanto, a atual regulamentação desestimula qualquer iniciativa neste sentido (3).

Foi demonstrado que, apesar de intrinsecamente deficitário, este sistema de usinas reversíveis analisado em um escopo mais amplo no qual se inclui as demais usinas da mesma bacia, pode até ser superavitário.

Foi demonstrado também que para o caso da usina de Foz do Areia (GBM) a repotenciação com turbinas reversíveis é energeticamente viável, trazendo ainda um ganho de aproximadamente 20 MW médios.

A Nota Técnica No 026/2011-SRG/ANEEL elenca diversos aproveitamentos e que podem ser repotenciados. Caso sejam, o balanço hídrico de suas respectivas cascatas pode ser comprometido. É muito importante que antes desta repotenciação uma análise da operação conjunta da usina repotenciada e todas aquelas com as quais possui acoplamento hidráulico se faz necessária. Caso se observem problemas de descoordenação hidráulica, a utilização de turbinas reversíveis pode ser a solução.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) NOTA TÉCNICA NO 026/2011-SRG/ANEEL

(2) CEPEL. “*Modelo Decomp – Manual do Usuário Versão 12.0*”. Rio de Janeiro, 2004.

(3) Zuculini, S; Pinto, M.A.R.R.C; Barbosa, P.S.F; “*A RETOMADA DO CONCEITO DE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO*”, Seminário Técnico sobre usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro. Brasília, 2014.

(4) Nacif, L.A. Modelagem Econômica para a Tomada de Decisões na Programação Diária da Operação de Usinas Hidrelétricas – **Dissertação (mestrado)** – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental. 2013.

(5) BITU, R.; BORN, P. “*Tarifas de energia elétrica: Aspectos conceituais e metodológicos*” – MM editora, 1993. São Paulo, SP.

(6) EPE; “*Plano Nacional de Energia 2030*” Brasília, MME, 2007.

(7) Hunt, J.D; Freitas, A.V; Junior, A.O.P; “*Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil*”, Elsevier 2014 [www.elsevier.com/locate/energy](http://www.elsevier.com/locate/energy)

## DADOS BIOGRÁFICOS

**Leandro A. Nacif** – Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF, Brasil, 2005, concluiu o mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental pela Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2013 e MBA em Gestão e Liderança pela Estação Business School, Curitiba, 2014. É Engenheiro da Companhia Paranaense de Energia – COPEL e atua na área de Programação Diária e Mensal da Operação Eletroenergética desde 2006.

**Fabiano Ari Locatelli** – Graduiu-se em Engenharia Industrial Elétrica c/ ênfase em eletrotécnica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná, UTFPR, 2004. Atualmente é Engenheiro de Planejamento da Operação da Companhia Paranaense de Energia – COPEL. Tem experiência na área de Estudos Energéticos.

**Rômulo Camargo** – Graduiu-se em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Paraná, UFPR, 2010. Atualmente é Engenheiro de Planejamento da Operação da Companhia Paranaense de Energia – COPEL. Tem experiência na área de Estudos Energéticos.