



GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

PROPOSTA DE UMA NOVA FUNÇÃO DE ACOPLAMENTO HIDRÁULICO ENTRE RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES EM PROBLEMAS DE PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO DE MÉDIO PRAZO

**Pedro Souza Simon^{1(*)}, André Luiz Diniz^{1,2},
Cesar Luis Vilasboa de Vasconcellos¹, Débora Dias Jardim Penna¹**

¹CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

²UERJ – Universidade do Estado do Rio de Janeiro

RESUMO

Em problemas de planejamento hidrotérmico de longo prazo, têm-se utilizado o conceito de reservatórios equivalentes de energia (REE) na representação do parque hidráulico, de forma a reduzir o tamanho do problema. Em algumas situações, a topologia hidráulica leva à existência de REEs com vínculo hidráulico entre si, tornando-se necessário o uso de parcelas de acoplamento para representar a relação entre o desestoque do REE de montante com a energia a ser gerada no próprio REE e a ser armazenada e/ou gerada no REE de jusante. Este artigo propõe a construção, por meio de técnicas de regressão, de um modelo linear que relacione as parcelas de acoplamento hidráulico, necessárias para o cálculo do Modelo Equivalente de Energia, com os montantes de energia armazenadas nos REEs de montante e jusante. Esta estratégia consiste em uma alternativa aos métodos utilizados atualmente, que utilizam usinas fictícias e parcelas de acoplamento hidráulico constantes.

PALAVRAS-CHAVE: Acoplamento Hidráulico, Vínculo Hidráulico, Parcelas de Acoplamento, NEWAVE

1.0 - INTRODUÇÃO

O objetivo do planejamento hidrotérmico é determinar a maneira mais eficiente de integrar as fontes de geração, beneficiando-se das características inerentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O planejamento da operação de médio prazo do SIN (1) é realizado oficialmente com o modelo NEWAVE (2), (3), que tem um horizonte de 5 a 10 anos e cujo objetivo principal é determinar uma política ótima de operação, visando balancear da melhor forma o valor esperado do custo da operação com critérios de segurança no suprimento (4).

O modelo NEWAVE representa as usinas hidrelétricas através de reservatórios equivalentes de energia (REE) (5), (6). Em alguns casos, há trechos de bacias situados em diferentes REEs, fenômeno esse denominado de “acoplamento hidráulico” entre REEs. No emprego oficial desse modelo pelo ONS, vem sendo utilizado o conceito de usinas fictícias para modelar o acoplamento hidráulico, onde os REEs são desacoplados e alguns artifícios são adotados para representar o fluxo de água de montante para jusante. Há uma metodologia vigente no modelo NEWAVE para representar o acoplamento hidráulico, onde, para preservar a convexidade do problema de otimização, as parcelas de energia defluente do REE de montante que se transformam em geração própria, energia afluyente controlável e energia afluyente a fio d’água no REE de jusante são constantes e calculadas a uma altura equivalente (correspondente a um volume de 65%). Uma outra alternativa, porém não utilizada oficialmente, consiste em considerar a evolução dos armazenamentos e ajustar essas parcelas de acoplamento a cada iteração do método de programação dinâmica dual estocástica (PDDE), utilizado para resolver o problema. Porém, esta última alternativa pode levar a problemas de não convexidade na função de custo futuro (FCF) a ser calculada para cada período.

Este artigo tem como objetivo sugerir um aprimoramento ao cálculo das parcelas de acoplamento hidráulico no modelo NEWAVE: ao invés de utilizar parcelas de acoplamento hidráulico fixas, calculadas a uma altura equivalente para os REEs de montante e jusante, modelou-se, a partir de técnicas de regressão, um modelo linear que relaciona essas parcelas com as energias armazenadas dos REEs de montante e jusante. Com isso, o Modelo Equivalente de Energia (5), que permite considerar vínculo hidráulico (6), se tornaria ainda mais acurado na

representação dos REEs com acoplamento hidráulico, ao mesmo tempo em que mantém a propriedade de convexidade do problema de otimização associado.

2.0 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO

O planejamento da operação de um sistema hidrotérmico consiste em determinar uma política ótima de operação que permita simular o sistema e, uma vez obtidos os estados dos reservatórios no início de cada estágio do horizonte de planejamento, fornecer as metas de geração hidroelétrica e termoeétrica ao longo do tempo. A seguir, apresenta-se a formulação matemática simplificada do problema de planejamento de médio prazo, formulado como um problema de programação linear estocástica e resolvido pela técnica de PDDE, conforme detalhado em (2). A aplicação dessa técnica leva à decomposição do problema em vários subproblemas, um para cada estágio. Cada subproblema de um estágio t possui uma função objetivo (Eq.1), que corresponde a minimizar a soma de duas parcelas: o custo de operação presente associado a este estágio t , que corresponde ao custo de geração térmica e de não atendimento à demanda (déficit), e o custo futuro CF_{t+1} , que é uma estimativa do custo incorrido desde o estágio seguinte ($t+1$), até o último estágio do horizonte de estudo, atribuindo-se um peso maior para os cenários mais caros, devido à componente CVaR de aversão ao risco (4).

$$z_t = \min \sum_{isbm=1}^{nsbm} \sum_{ipat=1}^{npat} \left(\sum_{j \in NTERM^{isbm}} CT^j \times GT_{t,ipat}^j + CDEF(DEF_{t,ipat}^{isbm}) \right) + CF_{t+1} \quad (1)$$

onde $NTERM^{isbm}$ é o conjunto de usinas térmicas de cada submercado $isbm$, cuja geração térmica $GT_{t,ipat}^j$ é definida para cada usina térmica j , estágio t e patamar $ipat$, sendo $npat$ o número de patamares de carga e $nsbm$ o número de submercados. O termo CT é o custo incremental de geração térmica, e $CDEF$ identifica o custo de déficit, definido como uma função linear por partes do déficit $DEF_{t,ipat}^{isbm}$ em cada submercado e patamar.

As restrições do problema são representadas por equações de balanço, limites de capacidade e restrições operativas diversas. A modelagem por REEs requer a divisão do balanço hídrico em duas equações: uma para parte controlável e outra para a parte à fio d'água. Para cada uma delas, existe ainda mais uma subdivisão, devido à existência de acoplamento hidráulico: para o REE de montante e outra para o REE de jusante (vide Figura 1). Como será visto adiante, as equações de balanço hídrico contém termos referentes ao acoplamento hidráulico, que é o foco desse trabalho.

Balanço Hídrico Controlável para REE de Montante $iree$:

Esta equação representa o balanço de energia referente à água que pode ser armazenada do REE de montante, para posterior uso, proveniente de afluências naturais aos reservatórios de regularização.

$$EARM_{t+1}^{iree} + \sum_{ipat}^{npat} GHc_{t,ipat}^{iree} + EVERT_t^{iree} + DSVc_t^{iree} = EARM_t^{iree} + ECONT_t^{iree} - EVAP_t^{iree}, \quad (2)$$

onde $EARM_{t+1}^{iree}$ é a energia armazenada no REE $iree$ no final do estágio t . Para cada estágio e REE, $GHc_{t,ipat}^{iree}$ é a geração hidráulica controlável para cada patamar $ipat$, $EVERT_t^{iree}$ é a energia vertida no REE no estágio t , $DSVc_t^{iree}$ a energia controlável desviada desse REE (retirada para outros usos da água), $ECONT^{iree}$ representa a energia controlável e o termo $EVAP_t^{iree}$ se refere à evaporação.

Balanço Hídrico Controlável para REE de Jusante $jree$:

Esta equação representa o balanço de energia afluyente ao REE de jusante, seja por vazões naturais ou defluências do REE de montante, que podem ser armazenadas nos reservatórios de regularização do REE de jusante, para posterior uso.

$$EARM_{t+1}^{jree} + \sum_{ipat=1}^{npat} GHc_{t,ipat}^{jree} - B_t^{iree,jree} \times \sum_{ipat=1}^{npat} GHc_{t,ipat}^{iree} + EVERT_t^{jree} - \sum_{iree \in mont^{jree}} B_t^{iree,jree} \times EVERT_t^{iree} + DSVc_t^{jree} = EARM_t^{jree} + ECONT_t^{jree} - EVAP_t^{jree}, \quad (3)$$

A diferença entre as equações (Eq.2) e (Eq.3) é a parcela $B_t^{iree,jree}$, presente nessa última e que representa a proporção do desestoque do REE $iree$ que será transformado em afluência controlável no REE de jusante $jree$ no estágio t . O termo $mont^{jree}$ representa o conjunto de REEs à montante do REE $jree$:

Balanço Hídrico Fio d'água para REE de Jusante $jree$:

Esta equação representa o balanço de energia referente às afluências naturais ou defluências do REE de montante que chegam às usinas a fio d'água do REE de jusante, e que não podem ser estocadas:

$$GFIO L_t^{iree} + PERDF_t^{iree} + DSVF_t^{iree} + EDSVF_t^{iree,jree} DSVF_t^{iree} - \sum_{iree \in \text{mont}^{jree}} C_t^{iree,jree} \sum_{ipat=1}^{npat} GH_{c,ipat}^{iree} - \sum_{iree \in \text{mont}^{jree}} C_t^{iree,jree} \times EVERT_t^{iree} = EFIO b_t^{iree}, \quad (4)$$

onde $GFIO L_t^{iree}$ e $PERDF_t^{iree}$ são as gerações e perdas hidráulicas nas usinas a fio d'água, conforme detalhado em (2) e (11), $EDSVF_t^{iree,jree}$ é a fração do desvio fio d'água do REE de montante $iree$ que é abatida da afluência a fio d'água no REE de jusante $jree$, e $C_t^{iree,jree}$ é a parcela do desestoque do REE de montante $iree$, que é transformada em afluência a fio d'água no REE de jusante $jree$. Ressalta-se que há também uma equação de balanço hídrico a fio d'água para o REE de montante, que não é apresentada neste artigo por não afetar o acoplamento hidráulico.

Uma questão central do problema de planejamento é o atendimento a demanda energética em cada no estágio t e patamar $ipat$ (Eq.5), onde se aplica o fator $fp_{t,ipat}$, de duração de cada patamar:

$$\sum_{iree \in isbm} [A_t^{iree,jree} GH_{c,ipat}^{iree} + GFIO L_t^{iree} fp_{t,ipat}] + \sum_{j \in NTERM^{isbm}} GT_{t,ipat}^j + DEF_{t,ipat}^{isbm} \pm INT_{t,ipat}^{isbm} = D_{t,ipat}^{isbm} fp_{t,ipat} \quad (5)$$

onde $INT_{t,ipat}^{isbm}$ é o somatório dos intercâmbios envolvendo o submercado $isbm$ (“+” para recebimento e “-” para exportação) e $D_{t,ipat}^{isbm}$ é o mercado a ser atendido, sobre o qual podem incidir cargas adicionais e do qual são subtraídas gerações de pequenas centrais hidroelétricas, usinas de biomassa e usinas eólicas não despachadas centralizadamente (vide (2)). O termo $A_t^{iree,jree}$ correspondente à porção do desestoque do REE de montante que é convertida imediatamente em geração no próprio REE (se o REE não possui acoplamento, $A_t^{iree,jree} = 1$).

2.1 CÁLCULO DA ENERGIA ARMAZENADA E PARCELAS DE ACOPLAMENTO HIDRÁULICO

Quando há acoplamento hidráulico, as usinas de uma mesma cascata podem pertencer a REEs distintos. Assim, a energia armazenada no reservatório equivalente do REE de montante ($EARMm$) pode ser dividida em três termos, conforme o destino da energia desestocada nesse REE: a energia que pode ser gerada pelo próprio REE (parcela própria GH), a energia que pode ser armazenada no REE de jusante (nas usinas com reservatório) para posterior turbinamento (parcela controlável EC) e a energia que será turbinada imediatamente no REE de jusante nas usinas fio d'água (parcela fio d'água EF). A Figura 1 ilustra essa divisão.

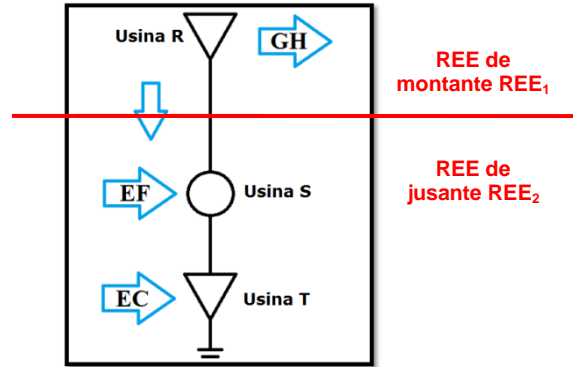


Figura 1 – Ilustração da divisão da energia defluente do REE de montante em parcelas GH, EF e EC.

Cálculo da energia armazenada máxima de montante

A energia armazenada máxima do REE de montante indica a energia potencial máxima que pode ser contida no REE, que depende de fatores intrínsecos de cada usina, como produtividade e altura de queda (6):

$$EA_{m\acute{a}x} = c_1 \sum_{i \in R} \left[V_{util_i} \sum_{j \in J_i} \rho_j Heq_j \right] \quad (6)$$

onde R é o conjunto de reservatórios do REE, cada um com volume útil máximo V_{util_i} , e J_i é o conjunto de usinas a jusante do reservatório i , inclusive, até o mar, cada uma com produtividade específica ρ_j e altura equivalente Heq_j , calculada com base em uma integral das diferenças entre as cotas do reservatório e do canal de fuga da usina, descontando as perdas. A constante c_1 é um fator de conversão entre unidades.

Divisão da energia armazenada de montante

Quando há acoplamento hidráulico entre os REEs, subdivide-se a energia armazenada do REE de montante ($EARM_m$) nas três parcelas já mencionadas anteriormente: parcela de geração própria EA_1 (Eq.7), parcela controlável de jusante EA_2 (Eq.8), e parcela fio d'água de jusante EA_3 (Eq.9):

$$EA_1 = c_1 \sum_{i \in R} \left[V_{util_i} \sum_{j \in J_i^1} \rho_j Heq_j \right] \quad (7) \quad EA_2 = c_1 \sum_{i \in R} \left[V_{util_i} \sum_{j \in J_i^2} \rho_j Heq_j \right] \quad (8) \quad EA_3 = c_1 \sum_{i \in R} \left[V_{util_i} \sum_{j \in J_i^3} \rho_j Heq_j \right] \quad (9)$$

onde J_i^1 é o conjunto de usinas à jusante do reservatório i pertencentes ao REE de montante; J_i^2 é o conjunto de usinas a jusante do reservatório i pertencentes ao REE de jusante, excluindo as usinas fio d'água antes do primeiro reservatório desse REE de jusante; e J_i^3 é o conjunto das primeiras usinas a fio d'água do REE de jusante, até o primeiro reservatório desse REE (exclusive).

As chamadas "parcelas de acoplamento" A, B e C, utilizadas nas equações do problema descritas na seção 2.0, são os fatores unitários referentes a cada uma dessas parcelas, como indicado em (Eq.10), (Eq.11) e (Eq.12):

$$A = \frac{EA_1}{EA_{REE_1}} \quad (10)$$

$$B = \frac{EA_2}{EA_{REE_1}} \quad (11)$$

$$C = \frac{EA_3}{EA_{REE_1}} \quad (12)$$

A soma dos armazenamentos resulta na Energia Armazenada do REE de montante, ou seja, $EA_1 + EA_2 + EA_3 = EA_{REE_1}$. Portanto, a soma das parcelas de acoplamento deve ser igual a um, respeitando a conservação de energia:

$$A + B + C = \frac{EA_1}{EA_{REE_1}} + \frac{EA_2}{EA_{REE_1}} + \frac{EA_3}{EA_{REE_1}} = 1$$

O produto das parcelas de acoplamento pela energia defluente $EDEFL$ do REE de montante resulta nas parcelas de geração própria (GH), energia afluyente controlável (EC) e energia afluyente a fio d'água (EF) do REE:

$$A \times EDEFL = GH^1 \quad (13)$$

$$B \times EDEFL = EC \quad (14)$$

$$C \times EDEFL = EF \quad (15)$$

2.2 ALTERNATIVAS ATUAIS PARA O CÁLCULO DAS PARCELAS DE ACOPLAMENTO

Como visto em (Eq.7) - (Eq.9), as parcelas de acoplamento utilizadas na formulação do problema dependem das produtividades das usinas, que por sua vez são função da energia armazenada $EARM$ no sistema (pois afeta a altura de queda), que é uma variável de decisão do problema de otimização. Atualmente, o tratamento do acoplamento hidráulico tem sido feito com o emprego de usinas fictícias, nas situações em que há algum reservatório no REE de jusante (3). Até o momento, foram avaliadas duas alternativas para o cálculo das parcelas de acoplamento hidráulico, em relação a essas produtividades:

- **Parcelas constantes:** são calculadas *a priori*, para uma altura fixa, considerando que os REEs de montante e jusante estão em uma altura equivalente². Apesar de não apresentar problemas de convexidade para o problema de otimização, estes valores possivelmente não serão coincidentes aos verificados na operação obtida pelo modelo NEWAVE, para cada cenário hidrológico;
- **Parcelas calculadas em função do armazenamento exato:** o cálculo das parcelas é atualizado durante a resolução do problema, em função do armazenamento obtido em cada série *forward* e iteração da técnica de PDDE. Apesar de tais valores serem mais acurados, esse procedimento altera a formulação do problema de otimização ao longo da estratégia de resolução por PDDE, podendo possivelmente tornar inválidos os cortes de Benders da função de custo futuro já construídos em iterações anteriores do método, e podendo causar problemas de não convexidade da função de custo futuro.

3.0 - MODELO PROPOSTO PARA O CÁLCULO DAS PARCELAS DE ACOPLAMENTO HIDRÁULICO DO MODELO EQUIVALENTE DE ENERGIA PARA REPRESENTAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Neste trabalho propõe-se, ao invés de calcular as parcelas A, B e C *a priori* ou ajustá-las durante a resolução do problema, representá-las como uma função explícita do armazenamento dos REEs de montante e jusante. Desta forma, eventuais variações desses armazenamentos na solução do problema de otimização são automaticamente levadas em consideração no cálculo das parcelas de acoplamento, ao mesmo tempo em que se mantêm os requisitos de convexidade requeridos pela técnica de PDDE.

Inicialmente, será mostrado um exemplo de como são calculadas as parcelas de acoplamento hidráulico para o sistema hipotético mostrado na Figura 1. A Energia Armazenada Máxima é dada de acordo com a equação (6):

$$EA_{m\acute{a}x} = c_1 [V_R(\rho_R H_R + \rho_S h_S + \rho_T H_T) + V_T(\rho_T H_T)].$$

As energias armazenadas dos REE de montante (EA_{REE_1}) e do REE de jusante (EA_{REE_2}) serão:

¹ Neste trabalho não foi considerado o vertimento na energia defluente ($EDEFL$).

² Altura equivalente é calculada com base em uma integral das diferenças entre as cotas do reservatório e do canal de fuga da usina, descontando as perdas, correspondendo aproximadamente a um volume de 65% do armazenamento máximo.

$$EA_{REE_1} = c_1[V_R(\rho_R H_R + \rho_S h_S + \rho_T H_T)]$$

$$EA_{REE_2} = c_1[V_T(\rho_T H_T)]$$

Aplicando-se (Eq.7) - (Eq.9), as frações da energia armazenada no REE de montante correspondente às parcelas própria EA_{1,REE_1} , controlável EA_{2,REE_1} e fio d'água EA_{3,REE_1} são dadas por:

$$EA_{1,REE_1} = c_1[V_R(\rho_R H_R)]$$

$$EA_{2,REE_1} = c_1[V_R(\rho_T H_T)]$$

$$EA_{3,REE_1} = c_1[V_R(\rho_S h_S)]$$

Em seguida, calculam-se as parcelas de acoplamento hidráulico, como nas equações (Eq.10) - (Eq.12).

$$A = \frac{[V_R(\rho_R H_R)]}{[V_R(\rho_R H_R + \rho_S h_S + \rho_T H_T)]}$$

$$B = \frac{[V_R(\rho_T H_T)]}{[V_R(\rho_R H_R + \rho_S h_S + \rho_T H_T)]}$$

$$C = \frac{[V_R(\rho_S h_S)]}{[V_R(\rho_R H_R + \rho_S h_S + \rho_T H_T)]}$$

A metodologia proposta consiste em um modelo linear, construído aplicando-se técnicas de regressão a partir de valores calculados de cada uma dessas parcelas de acoplamento, para diversas combinações de valores para os armazenamentos dos REEs de montante e jusante, como explicado a seguir.

3.1 Discretização dos valores da função

Primeiramente, os armazenamentos dos REEs de montante e jusante (e de suas respectivas usinas) foram divididos em dez partes iguais. Para cada usina j , calcularam-se dez valores para o produto $\rho_j Heq_j$ e, em seguida, combinando-se as dez possíveis opções de armazenamento dos dois REEs, obtêm-se 100 valores para as expressões (Eq.7) - (Eq.9), que resultam em 100 parcelas de acoplamento de cada tipo (Eq.10) - (Eq.12). Em seguida, os valores de energia defluente $EDEF_L$ também foram discretizados em 100 intervalos, resultando em 10.000 valores para cada um dos termos (Eq.13) - (Eq.5). A Figura 2 ilustra esse procedimento.

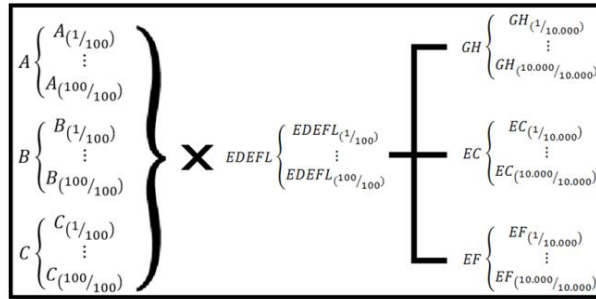


Figura 2: Ilustração do cálculo feito para obtenção dos valores de GH, EC e EF.

3.2 Análise da concavidade da função

Em seguida, fez-se uma análise da concavidade da função de GH, EC e EF, resultante da discretização. A Figura 3 mostra um gráfico dessas funções, considerando um acoplamento no rio São Francisco, que está compreendido nos REEs SE/CO e Nordeste e o acoplamento no rio Tocantins, compreendido nos REEs SE/CO e Norte. O eixo da esquerda, no plano horizontal, representa a $EARM_j$ (%), enquanto o da direita, o valor de $EARM_m$ (%). O eixo vertical representa os valores de GH, EC e EF, em MWmês. Gráficos foram obtidos fixando $EDEF_L$ em 50% da capacidade máxima de geração.

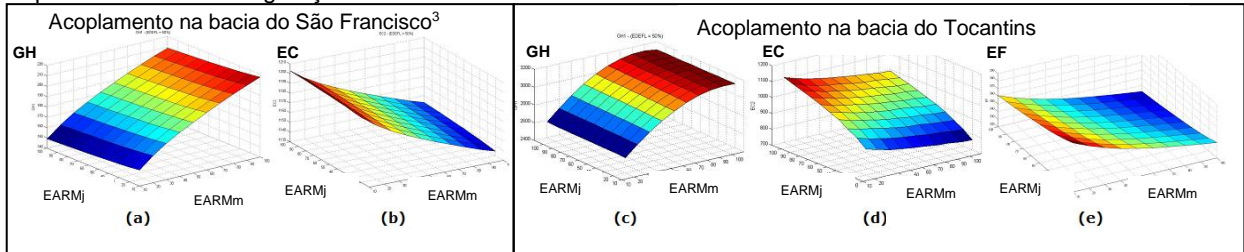


Figura 3: Gráficos de GH (a) e EC (b), em função do armazenamento entre os REEs de montante e jusante, para o exemplo do acoplamento entre o Alto São Francisco e o Baixo São Francisco, e valores de GH (c), EC (d) e EF (e), para o acoplamento entre Alto Tocantins e o Baixo Tocantins.

Para que se pudesse utilizar um modelo linear por partes, mais acurado, como já feito anteriormente para a função de produção hidroelétrica (12), seria necessário que a concavidade das funções fosse sempre negativa. Com isso, ao empregar esse modelo no problema de planejamento hidrotérmico, a solução ótima naturalmente estaria na fronteira da função. Entretanto, a existência de alguns gráficos côncavos inviabiliza a inserção no problema de programação linear de um modelo linear por partes. Além disso, ainda não se avaliou o efeito da variação da variável $EDEF_L$, o que poderia levar a não convexidades mesmo para o caso da parcela de GH. Ressalta-se entretanto que, apesar de não lineares, as curvaturas apresentadas não são tão pronunciadas, sugerindo que o uso de um modelo linear possa resultar em uma aproximação razoável. Por esse motivo, optou-se por esta alternativa, sendo o plano de cada aproximação obtido pela técnica de regressão linear, descrita na sequência.

³ A bacia do São Francisco não possui a parcela EF devido à ausência de usinas fio d'água na fronteira dos REEs, como pode ser visto na Figura 4(a), o que faz com que EA_3 seja nula e por consequência, a parcela de acoplamento C também seja (Eq.12), não havendo por fim a parcela EF (Eq.15).

3.3 Regressão Linear

Utilizando os dados obtidos através da discretização, realizou-se uma regressão linear múltipla, relacionando a energia armazenada no REE de montante EARM_m, a energia armazenada no REE de jusante EARM_j e a energia defluente ao sistema EDEFL com as parcelas de energia GH, EC e EF. Denotando por X o vetor de variáveis independentes e Y o vetor de variáveis dependentes, a expressão geral do modelo linear da regressão é dada por:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{i1} + \beta_2 X_{i2} + \dots + \beta_{p-1} X_{i,p-1} + \varepsilon_i$$

São definidos matricialmente: $Y_{n \times 1} = \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_n \end{bmatrix}$; $X_{n \times p} = \begin{bmatrix} 1 & X_{11} & \dots & X_{1,p-1} \\ 1 & X_{21} & \dots & X_{2,p-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & X_{n1} & \dots & X_{n,p-1} \end{bmatrix}$; $\beta_{p \times 1} = \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \vdots \\ \beta_{p-1} \end{bmatrix}$; $\varepsilon_{n \times 1} = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}$

As colunas da matriz X foram definidas como: $X_{n \times p} = \begin{bmatrix} 1 & EARMm_1 & EARMj_1 & EDEFL_1 \\ 1 & EARMm_2 & EARMj_2 & EDEFL_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & EARMm_n & EARMj_n & EDEFL_n \end{bmatrix}$

O vetor Y assumiu os valores de GH, EC e EF, para a análise de cada função, e com isso foram obtidos os valores de β e os erros ε . Para isso, foram utilizadas as seguintes equações:

$$Y = \beta X + \varepsilon \quad E(Y)_{n \times 1} = X\beta \quad \sigma^2_{n \times n} = \sigma^2 \cdot I \quad \beta = (X'X)^{-1}X'Y$$

Após a regressão, foram avaliados os desvios e comparados com a metodologia anteriormente proposta para o cálculo das parcelas de acoplamento, que consistia em valores fixos de produtividade. Desta forma, pode-se avaliar o ganho obtido com a aplicação da modelagem proposta.

4.0 - ESTUDO DE CASO

Foram avaliados dois casos reais de acoplamento hidráulico existentes no planejamento de médio prazo do SIN, utilizando o modelo NEWAVE: o Alto e Baixo São Francisco, nos REEs SE/CO e NE, e a bacia do rio Tocantins, compreendido nos REEs SE/CO e N. Ambos os sistemas são ilustrados na Figura 4, que mostra a disposição das usinas ao longo da cascata e a separação dos REEs.

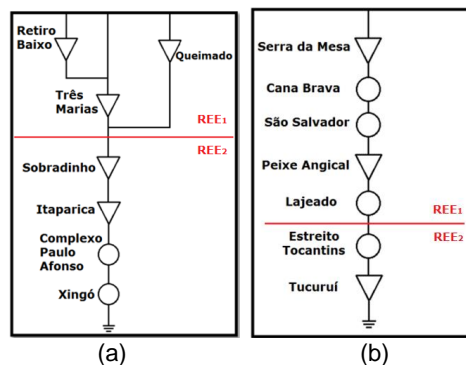


Figura 4 – Topologia do sistema hidrotérmico da bacia do São Francisco (a) e do Tocantins (b).

Foram utilizados dados reais das usinas de ambas as bacias, obtidos no arquivo de usinas hidroelétricas mantido pelo ONS. Após feita a regressão para cada acoplamento, foram comparados os resultados obtidos através da metodologia atual, que adota parcelas fixas, e da metodologia proposta, onde se constrói uma função de acoplamento. As parcelas “exatas” obtidas para fins de comparação com ambas as metodologias foram calculadas *a posteriori*, a partir dos armazenamentos obtidos na simulação final do modelo NEWAVE.

4.1 Resultados

Na Tabela 1 apresentam-se os coeficientes do modelo linear encontrados ao realizar as regressões, pelo procedimento descrito na seção 3.3. Esses coeficientes são referentes à configuração de Outubro de 2013. Caso o estado (configuração) do sistema mude, com a entrada de uma usina, por exemplo, a regressão deve ser refeita para essa nova configuração devido à mudança das parcelas de acoplamento.

Tabela 1 – Coeficientes da regressão linear de cada modelo, para os dois acoplamentos estudados.

Coeficientes	São Francisco		Tocantins		
	GH	EC	GH	EC	EF
Termo independente	-30.4901	30.4907	30.2154	-63.1963	33.0192
EARM (REE ₁)	0.0033	-0.0033	0.0032	-0.0023	-0.0009
EARM (REE ₂)	-0.0003	0.0003	-0.0248	0.0269	-0.0021
EDEFL	0.1376	0.8624	0.7406	0.1897	0.0697

Em seguida, avalia-se a acurácia do modelo linear obtido. Na primeira análise, calculou-se a quantidade de pontos em que a metodologia proposta teve um erro inferior ao da atual sobre o total (2000 cenários da simulação final), obtendo assim um valor percentual para cada regressão linear das parcelas de energia, mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Percentual de vezes em que a metodologia proposta (regressão) teve erro menor do que a metodologia atual.

São Francisco		Tocantins		
GH	EC	GH	EC	EF
68.96%	68.96%	69.29%	65.34%	64.54%

Mostra-se também, na Tabela 3, a média e o desvio padrão dos erros de aproximação para ambos os acoplamentos.

Tabela 3 – Desvio padrão e média dos erros na aproximação em valores percentuais

	Regressão Linear		Parcelas Constantes	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
GH (SF)	17.55%	62.44%	9.58%	7.80%
EC (SF)	2.74%	9.57%	1.42%	0.98%
GH (TOC)	3.54%	12.91%	1.81%	1.30%
EC (TOC)	14.15%	50.64%	7.40%	5.91%
EF (TOC)	6.96%	24.82%	3.73%	2.93%

Foram feitas também distribuições acumuladas do erro da metodologia apresentada para cada parcela de energia, de cada sistema estudado. O resultado dessa análise indicou que a maior parte dos erros está concentrada em torno de valores próximos de zero para a energia defluente, com alguns picos de erro para valores cujas energias armazenadas são inferiores a 5%. A Tabela 4 mostra um resumo dos erro absolutos de todos os pontos de cada parcela de energia e de cada sistema estudado.

Tabela 4: Resumo da quantidade de vezes em que o erro absoluto das regressões foi inferior a 5% e 15%.

Regressão Linear	Erro Absoluto	São Francisco		Tocantins		
		GH	EC	GH	EC	EF
	Inferior a 5%	63%	90%	88%	66%	81%
Inferior a 15%	83%	96%	95%	86%	91%	
Parcelas Constantes	Erro Absoluto	São Francisco		Tocantins		
		GH	EC	GH	EC	EF
	Inferior a 5%	32%	100%	99%	47%	73%
Inferior a 15%	80%	100%	100%	88%	100%	

Nessa tabela pode-se ver que a metodologia proposta obteve erros inferiores a 5% em mais oportunidades para quase todas as parcelas de energia e que a grande maioria dos pontos apresentam erros inferiores a 15%. Ressalta-se ainda, porém, que mesmo com a maior parte dos pontos tendo ficado dentro de uma faixa de erro aceitável, principalmente em comparação com a metodologia de fatores fixos, a metodologia proposta apresentou picos de erro extremos (até 1014.97%) para alguns pontos de operação que, entretanto, se situam em valores muito baixos (1 a 5%) de EARMm, EARMj e EDEFLL.

Finalmente, foi realizada uma última análise para averiguar se os pontos de operação cujos erros eram grandes na metodologia proposta são usualmente visitados em simulações realizadas com o modelo NEWAVE. Utilizando dados do programa mensal da operação (PMO) do SIN, foram calculadas as parcelas de energia GH, EC e EF (quando existente) utilizando a metodologia proposta e a que utiliza parcelas de acoplamento constantes. Esses resultados foram comparados com o valor exato das parcelas de energia, calculados *a posteriori*, e os erros de ambas as metodologias foram comparados. Foram analisados dois cenários distintos para cada sistema em termos de afluência: o mês de Abril, como representante do período chuvoso e o mês de Novembro, como representante do período seco. Os resultados provenientes dessa análise estão dispostos nas tabelas a seguir.

Tabela 5 – Média e desvio padrão do erro obtido para São Francisco (Abril/14)

ABRIL/ 2014	Regressão Linear		Parcelas Constantes	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
GH	3.09%	2.29%	6.02%	3.49%
EC	0.55%	0.43%	1.04%	0.57%

Observa-se que o erro médio da metodologia proposta foi menor do que o da metodologia que utiliza parcelas constantes. Isso se deve principalmente aos valores de EARMm, EARMj e EDEFLL mais próximos da realidade, que evitaram combinações menos usuais dessas variáveis (e.g.: Energia Defluente em 1%), que levam à erros maiores, como apontado anteriormente.

Tabela 6 – Média e desvio padrão do erro obtido para São Francisco (Novembro/14)

NOVEMBRO/ 2014	Regressão Linear		Parcelas Constantes	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
GH	3.65%	3.72%	8.74%	8.75%
EC	0.57%	0.50%	1.27%	1.04%

Percebe-se que o erro da regressão linear para o mês de Novembro apresentou uma ligeira alta, o que se deu provavelmente pelo fato de que, sendo um período mais seco, proporcionou combinações de EARMm, EARMj e

EDEFL em níveis inferiores ao mês de Abril. Nas Tabelas 7 e 8 estão os resultados referentes ao sistema do Tocantins para ambas as configurações.

Tabela 7 – Média e desvio padrão do erro obtido para Tocantins (Abril/14)

ABRIL/ 2014	Regressão Linear		Parcelas Constantes	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
GH	0.63%	0.50%	1.51%	0.96%
EC	1.63%	1.24%	5.78%	2.30%
EF	1.80%	1.42%	2.59%	1.57%

Tabela 8 – Média e desvio padrão do erro obtido para Tocantins (Novembro/14)

NOVEMBRO/ 2014	Regressão Linear		Parcelas Constantes	
	Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
GH	1.10%	0.96%	2.11%	1.54%
EC	6.11%	5.81%	8.06%	6.77%
EF	2.64%	3.17%	3.09%	3.38%

5.0 - CONCLUSÕES

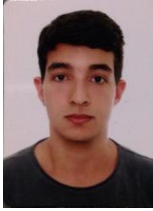
Nesse trabalho foi proposta uma nova modelagem para as parcelas de acoplamento hidráulico entre reservatórios equivalentes de energia (REEs), para representação no planejamento de médio prazo da operação hidrotérmica, resolvido por programação dinâmica dual estocástica (PDDE). A metodologia atualmente empregada utiliza valores constantes, calculados *a priori*, para as parcelas de acoplamento referentes à geração do REE de montante, energia controlável no REE de jusante, e geração fio d'água do REE de jusante. A modelagem proposta se baseia em uma regressão linear para essas três parcelas, em função das variáveis associadas aos armazenamentos dos REEs de montante e jusante (estado do sistema) e da energia desestocada no REE de montante (operação do sistema).

A metodologia foi avaliada com dados reais do sistema interligado nacional (SIN) para os acoplamentos entre REEs na bacia do São Francisco e na bacia do Tocantins. Os resultados mostraram que a metodologia proposta obteve uma melhor aproximação para a maioria dos pontos estudados, com exceção de faixas de operação com armazenamento e defluências extremamente baixas. Foram avaliadas ainda resultados com dados de simulações reais do modelo para dois períodos distintos da operação: o mês de Abril, final do período de chuvas, onde os reservatórios estão historicamente com um nível mais elevado e o mês de Novembro, final do período seco, onde o nível dos reservatórios encontra-se historicamente baixo. Em ambos os casos, os erros da metodologia proposta foram inferiores ao da metodologia vigente, mostrando que o método proposto tem potencial para obter um melhor desempenho para a maior parte da faixa de operação prática obtidas pelo modelo NEWAVE. Isto ratifica as análises teóricas feitas durante a concepção do modelo proposto e mostra que os valores de operação onde há um pior desempenho da metodologia proposta são muito pouco usuais, para estados reais do sistema.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., et al. Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System, 2002.
- (2) MACEIRA, M.E.P., DUARTE, V.S., PENNA, D.D.J., et al. "Ten Years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil - description of the NEWAVE program". In: Proceedings of 16 th Power Systems Computation Conference (PSCC), Glasgow, Scotland, UK, 2008.
- (3) MACEIRA, M.E.P., SUANNO, C.M., COSTA, J.P. DA, et al., Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas: NEWAVE: Especificação Funcional, Relatório Técnico CEPEL 1003/93, 1993.
- (4) M.E.P. Maceira, L.G.B. Marzano, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, T.C. Justino, "Application of CVaR risk aversion approach in the expansion and operation planning and for setting the spot price in the Brazilian hydrothermal interconnected system", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v.72, pp. 126-135. Nov. 2015.
- (5) ARVANTIDIS, N. V. , ROSING, J., 1970. "Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 89, n. 2, pp. 319-326. 1970.
- (6) L.A. Terry, M.E.P. Maceira, C.V. Mercio, V.S. Duarte, " Equivalent reservoir model for hydraulic coupled systems", IX SEPOPE - Symposium of Simposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro, Brasil, May. 2004
- (7) MERCIO, C.M.V.B. Resolução de Problemas de Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Sistema por Modelo Equivalente de energia Adotando Acoplamento Hidráulico. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ., 2000.
- (8) M. E. P. Maceira, V. S. Duarte, D. D. J. Penna, M. P. Tchou, "An approach to consider hydraulic coupled systems in the construction of equivalent reservoir model in hydrothermal operation planning", 17th Power Systems Computation Conference – PSCC, Stockholm, Sweden, 2011.
- (9) PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G. "Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning" In: Journal Mathematical Programming: Series A and B, v. 52, n. 2, pp. 359-375. NJ, USA, 1991.
- (10) MACEIRA, M.E.P., "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos", Rel. Técnico CEPEL 237/93, 1993.
- (11) TCHEOU, M.P., CABRAL, R.N., PENNA, D.D.J., DUARTE, V.S., MACEIRA, M.E.P., "Modelagem da função de perdas a fio d'água através do MARS (Multivariate Adaptive Regression Splines)", XII SEPOPE –Symposium of Simposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro, Brasil, Maio. 2012.
- (12) DINIZ, A.L., MACEIRA, M.E.P., "A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects", IEEE Trans. Power Syst., v. 23, n.3, pp. 1298-1308, Aug. 2008.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Pedro Souza Simon, nascido em Niterói, RJ em 1992, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2016 e iniciou, no mesmo ano, a pós-graduação stricto sensu em Engenharia Elétrica, na área de Sistemas de Energia, junto ao Programa de Engenharia Elétrica (PEE) da COPPE/UFRJ. Atualmente é bolsista de mestrado no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) enquanto termina a pós-graduação.

André Luiz Diniz possui graduação em Engenharia Civil (1997), mestrado em Engenharia de Transportes (2000) e doutorado em Otimização pelo Programa de Engenharia de Sistemas e Computação (2007), todos pela UFRJ / COPPE. Em 2014 realizou um pós-doutorado no Weierstrass Institute for Applied Analysis and Stochastics. É pesquisador e chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA) do CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, do grupo ELETROBRÁS, e professor adjunto da UERJ - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, no departamento de Estatística. Tem grande experiência na área de programação matemática e otimização, especialmente aplicada em problemas de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica

Cesar Luis Vilasbôa de Vasconcellos possui graduação (2011) e mestrado (2016) em Engenharia Elétrica, ambos pela COPPE/UFRJ. É pesquisador do CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, onde trabalha no desenvolvimento de modelos para planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica.

Débora Dias Jardim Penna possui graduação em Engenharia Elétrica (1997) pela UFJF, mestrado (2002) e doutorado (2009) em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e PUC-Rio, respectivamente. Desde 1998 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL, onde tem participado do desenvolvimento de modelos e sistemas computacionais para planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados e geração de cenários sintéticos multivariados de vazões e energias.