

Grupo de Estudo Operação de Sistemas Elétricos-GOP

REPRESENTAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS INDIVIDUALMENTE E DE FORMA AGREGADA NA PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA - A ABORDAGEM HÍBRIDA

MARIA ELVIRA P. MACEIRA(1)(2); CRISTIANE B. CRUZ(1); DEBORA JARDIM PENNA(1); ANDRE DINIZ(1)(2); FELIPE TREISTMAN(1); ALBERT C. GEBER DE MELO(1)(2); THATIANA C. JUSTINO(1) CEPEL(1); UERJ(2)

RESUMO

Discute-se a abordagem híbrida no modelo NEWAVE, i.e., a representação das usinas hidroelétricas individualmente no todo ou em parte do horizonte de planejamento. Tira-se proveito de ambas as modelagens - propiciando o alcance da acurácia necessária no cálculo da política de operação e sem aumentar demasiadamente o esforço computacional - pela consideração dos benefícios de uma representação individual das usinas hidroelétricas no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, e tantos reservatórios equivalentes de energia quantos forem necessários para representar a diversidade hidrológica, nos estágios temporais posteriores. Estudos de caso com configurações reais do SIN são apresentados e discutidos.

PALAVRAS-CHAVE

Programação dinâmica dual estocástica, Reservatório equivalente de energia, Usinas hidroelétricas individualizadas, Função de custo futuro, Otimização estocástica.

1.0 - INTRODUÇÃO

O planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos tem sido realizado, em muitos países, desagregando os problemas de planejamento nos horizontes de longo, médio e curto prazos, de acordo com características específicas de seus sistemas de energia. No caso do Brasil, o sistema de geração apresenta uma alta participação de fontes renováveis de energia, incluindo as tecnologias hidroelétricas, biomassa e eólica, respondendo por mais de 80% do consumo de eletricidade do país. Apresenta ainda predominância da hidroeletricidade, caracterizada por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, dispostos em cascatas.

Desde 1991, o CEPEL propôs e vem aprimorando algoritmos de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) [1] para determinar a alocação ótima dos recursos de geração, especialmente fontes hídricas e térmicas, no planejamento da operação de longo e médio prazos. Em 1993, o CEPEL estendeu a formulação original da PDDE para modelar as correlações temporais das afluições aos reservatórios [2]. Naquele ano, o CEPEL também iniciou a implementação desses algoritmos de PDDE no modelo computacional NEWAVE [3] [4]. Desde 1998 o modelo NEWAVE vem sendo utilizado em estudos oficiais pelas entidades setoriais (Operador Nacional do Sistema - ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica -MAE / CCEE, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e Ministério de Minas e Energia –MME), bem como por agentes e concessionárias de energia elétrica.

Os aprimoramentos metodológicos e de implementação no modelo NEWAVE ao longo do tempo proporcionaram o aumento da precisão dos resultados obtidos com o seu uso, na tomada de decisões reais em atividades relevantes do setor elétrico e, ao mesmo tempo, mantiveram a adesão ao o desenvolvimento das características físicas e do

(*) Av. Horácio Macedo, 354 – CEP 21941-911 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 2598-6454 – Fax: (+55 21) 2260-2236 – Email: elvira@cepel.br

marco regulatório do sistema brasileiro. Por outro lado, principalmente devido ao tamanho do problema a ser resolvido e à precisão necessária na amostragem das árvores de cenários hidrológicos, em estudos oficiais até dezembro de 2015 as usinas hidrelétricas (UHEs) no modelo NEWAVE foram agregadas em quatro reservatórios equivalentes de energia – REEs [5]-**Erro! Fonte de referência não encontrada.** e cada um associado a um subsistema elétrico ou submercado. Já a partir de janeiro de 2016 e janeiro de 2018 a CPAMP aprovou a adoção da configuração com nove e doze REEs, respectivamente [8], mas ainda associados a quatro subsistemas elétricos.

Embora a configuração com quatro REEs tenha representado um bom compromisso entre precisão e esforço computacional no passado, ela não permite diferenciar bacias hidrográficas com diferentes comportamentos hidrológicos que pertenciam ao mesmo REE. Por exemplo, o REE Sudeste era composto por cerca de 100 usinas localizadas em algumas bacias hidrográficas.

A implementação bem-sucedida, finalizada em 2017, de estratégias para reduzir o esforço computacional [9] pavimentou o caminho para melhorar a representação das UHEs no modelo NEWAVE, por meio do aumento do número de REEs por subsistema ou via uma representação individual de cada UHE. A representação individual é especialmente importante para estudos de operação e para o cálculo de preços *spot*, uma vez que o NEWAVE pode fornecer ao modelo de operação de curto prazo (DECOMP [10]) funções de custo futuro que já representam os armazenamentos individuais das usinas hidroelétricas, permitindo que este modelo as refine por meio da consideração de outras restrições operacionais.

Por outro lado, a representação individual de um grande número de UHEs (cerca de 150, no caso do Brasil) pode causar dificuldades em relação à amostragem da árvore de cenários de aflúências no algoritmo da PDDE, a fim de alcançar a precisão necessária no cálculo da política de operação, além de dificuldades associadas ao esforço computacional para resolver o problema global, que pode ser extremamente elevada.

Levando em consideração que a função de custo futuro construída pelo NEWAVE é acoplada ao DECOMP no final do horizonte deste último modelo (tipicamente alguns meses), surge naturalmente a ideia de uma *modelagem híbrida*: permitir que o modelo NEWAVE represente as usinas hidroelétricas individualmente no todo ou em parte do seu horizonte de planejamento. O primeiro desenvolvimento neste sentido foi implementado em um protótipo do modelo NEWAVE redundando em uma tese de Doutorado [11].

O objetivo deste trabalho é descrever as principais características do recente aprimoramento do algoritmo de PDDE implementado no modelo NEWAVE, referente à *modelagem híbrida*. São apresentados e discutidos resultados de sua aplicação em estudos de caso com uma configuração real do sistema hidrotérmico interligado brasileiro.

2.0 - FORMULAÇÃO DA ABORDAGEM HÍBRIDA NO MODELO NEWAVE

A *modelagem híbrida* permite que o modelo NEWAVE represente as usinas hidroelétricas individualmente, no todo ou em parte do seu horizonte de planejamento. Esta nova abordagem híbrida tira proveito de ambas as modelagens, sem aumentar demasiadamente o esforço computacional, pela consideração dos benefícios de uma representação individual de UHEs no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, e tantos REEs quantos forem necessários para representar a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas, nos estágios temporais posteriores, conforme ilustrado na Figura 1.

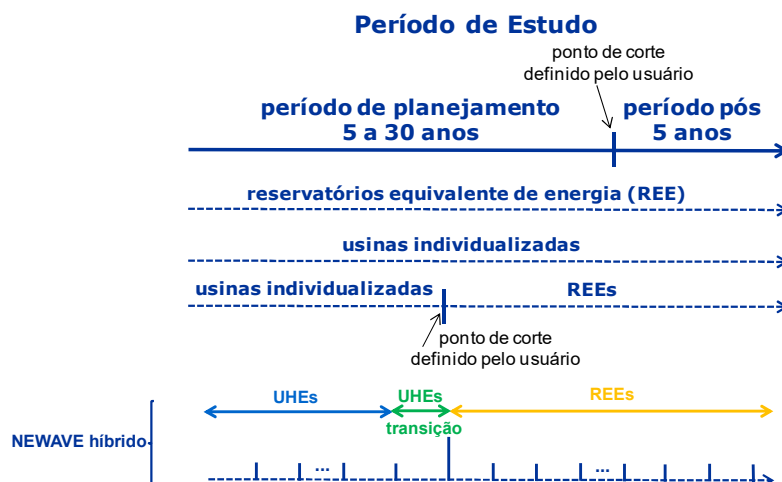


FIGURA 1 – Diagrama esquemático da formulação híbrida do modelo NEWAVE

A formulação compacta do problema de planejamento da operação de médio/longo prazo representada no modelo NEWAVE, em sua forma recursiva, está apresentada em (1).

$$\begin{aligned} \min_{x_1} \quad & c_1 x_1 + E[\phi_2(x_1, \xi_2)] \\ \text{s. a.} \quad & g_1(x_1) = b_1 \\ & x_1 \in X \end{aligned} \quad (1a) \quad \begin{aligned} \phi_t(x_{t-1}, \xi_t) = \min_{x_t} \quad & c_t x_t + E_{\xi_{t+1}|\xi_t, \dots, \xi_{t+1-p}} [\phi_{t+1}(x_t, \xi_{t+1})] \\ \text{s. a.} \quad & g_t(x_t) = b_t(x_{t-1}, \xi_{t-j}, j=1, \dots, p) \\ & x_t \in X \end{aligned} \quad (1b) \quad t = 2, \dots, T$$

As variáveis de decisão x_t são associadas aos níveis de reservatórios x_t^{EA} e à alocação dos recursos hídricos x_t^{GH} e térmicos x_t^{GT} . A incerteza das afluências aos reservatórios é representada pelo vetor ξ_t .

O subproblema de cada nó (t, s) do período t e do cenário *forward* s e do cenário ω é apresentado na equação (2). A função objetivo (2a) é composta pelos custos de geração térmica e de corte de carga, onde β é a taxa de desconto mensal e CF representa o custo futuro. As principais restrições em cada período são a demanda energética (2b) e o balanço hídrico (2c) em cada submercado e REE. Os limites das variáveis de decisão x_t estão expressos em (2d).

$$\phi^{t,s,\omega} = \phi_t(x_t^{s,\omega}, \xi_t^\omega) = \min c_t x_{gt}^{t,s,\omega} + \left(\frac{1}{1+\beta}\right) CF^t(x_v^{t,s,\omega}, \xi_{t-p}, \omega, p=0, \dots, P-1) \quad (2a)$$

$$\text{s. a.} \quad x_{gt}^{t,s,\omega} + x_{gh}^{t,s,\omega} = d^t \quad (2b)$$

$$x_v^{t,s,\omega} - x_v^{t-1,s,\omega} + x_q^{t,s,\omega} = \xi_t^\omega, \quad (2c)$$

$$\underline{x}^t \leq x^{t,s,\omega} \leq \bar{x}^t \quad (2d)$$

São apresentadas a seguir as equações de atendimento à demanda, balanço hídrico, função de produção e função de custo futuro, para os estágios a REE, a usinas individualizadas e de transição.

2.1 Estágio a Reservatórios Equivalentes de Energia

$$GH_{t,c,k} + GFIO_{t,c,k} + \sum_{j \in NUT_m} GT_{t,c,j} + \sum_{i \in \theta_k} (F_{t,c}(i, k) - F_{t,c}(k, i)) + DEF_{t,c,m} - EXC_{t,c,m} = DLIQ_{t,c,m} \quad (3.a) \text{ [Equação de atendimento à demanda para cada patamar de carga } c \text{ em cada submercado } m]$$

$$EA_{t+1,k} = FDIN_{t,k} EA_{t,k} + FC_{t,k} EC_{t,k} - GH_{t,c,k} - EVT_{t,k} - EVM_{t,k} - EVP_{t,k} - EDVC_{t,k} \quad (3.b) \text{ [Equação de balanço hídrico]}$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k \in NREE} \bar{\pi}_{EA_{1,t+1,k}} EA_{t+1,k} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{EAF_{1,j,t+1,k}} EAF_{t-j+1,k} \geq \bar{\delta}_{1,t+1} \quad (3.c) \text{ [Inequações representando a Função de Custo Futuro]}$$

$$\vdots$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k \in NREE} \bar{\pi}_{EA_{q,t+1,k}} EA_{t+1,k} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{EAF_{q,j,t+1,k}} EAF_{t-j+1,k} \geq \bar{\delta}_{q,t+1}$$

$$t = 1, \dots, T; \quad k = 1, \dots, NREE; \quad m = 1, \dots, NSUBM$$

Onde, para cada estágio t , tem-se: $GH_{t,c,k}$ geração hidráulica do REE k para o patamar de carga c ; $GFIO_{t,c,k}$ geração fio d'água líquida do REE k para o patamar de carga c ; $GT_{t,c,j}$ geração termoeletrica da usina j para o patamar de carga c ; $F_{t,c}(i, k)$ intercâmbio do subsistema i para k no patamar de carga c ; $DEF_{t,c,m}$ corte de carga no subsistema m no patamar de carga c ; $EXC_{t,c,m}$ excesso de energia no subsistema m no patamar de carga c ; $DLIQ_{t,c,m}$ demanda líquida no subsistema m no patamar de carga c ; $EA_{t,k}$ energia armazenada no REE k ; $FDIN_{t,k}$ fator de correção devido à mudança de configuração no REE k ; $FC_{t,k}$ fator de correção da energia controlável; $EC_{t,k}$ energia controlável afluente ao REE k ; $EVT_{t,k}$ energia vertida pelo REE k ; $EVM_{t,k}$ energia de enchimento de volume morto do REE k ; $EVP_{t,k}$ energia evaporada pelo REE k ; $EDVC_{t,k}$ energia desviado do REE k ; $\alpha_{t,k}$ valor esperado do custo total de operação do estágio t até T , também chamada função de custo futuro do estágio t ; $\bar{\pi}_{EA_{1,t+1,k}}$ multiplicador de Lagrange associado à energia armazenada no REE k ; $\bar{\pi}_{EAF_{1,t+1,k}}$ multiplicador de Lagrange associado à energia afluente ao REE k ; $\bar{\delta}_{1,t+1}$ constante;

2.2 Estágios a Usinas Individualizadas e de Transição

$$GHu_{t,u,c} + \sum_{j \in NUT_k} GT_{t,c,j} + \sum_{i \in \theta_k} (F_{t,c}(i, k) - F_{t,c}(k, i)) + DEF_{t,c,k} - EXC_{t,c,k} = DLIQ_{t,c,k} \quad (4.a) \text{ [Equação de atendimento à demanda para cada patamar de carga } c \text{ em cada submercado } m]$$

$$VA_{t+1,u} + \sum_{c=1}^{NPAT} (VTUR_{t,c,u} + VVER_{t,c,u}) - \sum_{c=1}^{NPAT} \sum_{j=1}^{NMON_u} (VTUR_{t,c,j} + VVER_{t,c,j}) + VRET_{t,u} = VA_{t,u} + VAFL_{t,u} \quad (4.b) \text{ [Equação de balanço hídrico]}$$

$$GHu_{t,u,c} \leq \delta_{t,u,ipha}^{FPHA} \left(\omega_{t,u,ipha}^{FPHA,0} + \omega_{t,u,ipha}^{FPHA,VA} \frac{(VA_{t+1,u} - VA_{t,u})}{2} + \omega_{t,u,ipha}^{FPHA,VTUR} VTUR_{t,u,c} + \omega_{t,u,ipha}^{FPHA,VVER} VVER_{t,u,c} \right) \quad (4.c) \text{ [Função de produção hidroelétrica]}$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{u \in NUSI} \bar{\pi}_{VA_{1,t+1,u}} VA_{t+1,u} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{VAF_{1,j,t+1,u}} VAF_{t-j+1,u} \geq \bar{\delta}_{1,t+1} \quad (4.d) \text{ [Função de Custo Futuro - Estágio individualizado]}$$

$$\vdots$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{u \in NUSI} \bar{\pi}_{VA_{q,t+1,u}} VA_{t+1,u} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{VAF_{q,j,t+1,u}} VAF_{t-j+1,u} \geq \bar{\delta}_{q,t+1}$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k \in NREE} \bar{\pi}_{EA_{1,t+1,k}} EA_{t+1,k} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{EAF_{1,j,t+1,k}} EAF_{t-j+1,k} \geq \bar{\delta}_{1,t+1} \quad (4.e) \text{ [Função de Custo Futuro - Estágio individualizado]}$$

$$\begin{aligned} \alpha_{t+1} - \sum_{k \in NREE} \bar{\pi}_{EA_{q,t+1,k}} EA_{t+1,k} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{EAF_{q,j,t+1,k}} EAF_{t-j+1,k} &\geq \bar{\delta}_{q,t+1} \\ EA_{t+1,k} - \sum_{r=1}^{NRES_k} VA_{t+1,r} PRODT_{t,r}^{ARM} &= 0 \\ EAF_{t,k} - \sum_{u=1}^{NUSI_k} VAFL_{t,u} PRODT_{t,u}^{AFL} &= 0 \end{aligned}$$

transição]

(4.f) [Composição da energia armazenada]

(4.g) [Composição da energia natural afluyente]

$$t = 1, \dots, T; u = 1, \dots, NUSI; ipha = 1, \dots, NPFA; k = 1, \dots, NREE; m = 1, \dots, NSUBM$$

Onde, para cada estágio t , tem-se: $GHu_{t,c,u}$ geração hidráulica da UHE u para o patamar de carga c ; $VA_{t,u}$ volume armazenado na UHE u ; $VAFL_{t,u}$ volume afluyente à UHE u ; $VTUR_{t,c,u}$ volume turbinado pela UHE u durante o patamar de carga c ; $VVER_{t,c,u}$ volume vertido pela UHE u durante o patamar de carga c ; $VRET_{t,u}$ volume retirado da UHE u ; $\delta_{t,u,ipha}^{FPHA}$ multiplicador de Lagrange associado à energia afluyente ao REE k ; $\bar{\delta}_{1,t+1}$ constante; $\omega_{t,u,iph}^{FPHA,0}$ termo independente associado a FPHA $ifpha$ da UHE u ; $\delta_{t,u,ipha}^{FPHA}$ fator de correção da FPHA $ifpha$ da UHE u ; $\omega_{t,u,ipha}^{FPHA,VA}$ coeficiente da FPHA $ifpha$ da UHE u , associado ao seu volume armazenado médio; $\omega_{t,u,ipha}^{FPHA,VTUR}$ coeficiente da FPHA $ifpha$ da UHE u , associado ao seu volume turbinado; $\omega_{t,u,ipha}^{FPHA,VVER}$ coeficiente da FPHA $ifpha$ da UHE u , associado ao seu volume vertido; $\omega_{t,u,ipha}^{FPHA,VTUR}$ coeficiente da FPHA $ifpha$ da UHE u , associado ao seu volume turbinado; $\bar{\pi}_{VA_{1,t+1,u}}$ multiplicador de Lagrange associado ao volume armazenado na UHE u ; $\bar{\pi}_{VAFL_{1,t+1,u}}$ multiplicador de Lagrange associado ao volume afluyente a UHE u ; $PRODT_{t,u}^{AFL}$ é a produtividade a 65% do volume útil da UHE u ; $PRODT_{t,u}^{ARM}$ é a produtividade equivalente da UHE u .

3.0 - MODELO ESTOCÁSTICO DE GERAÇÃO DE ENERGIAS/VAZÕES AFLUYENTES

Séries hidrológicas de intervalo de tempo menor que o ano, tais como séries mensais de vazão natural afluyente e energia natural afluyente, têm como característica o comportamento periódico das suas propriedades probabilísticas, como por exemplo a média, a variância, a assimetria e a estrutura de autocorrelação. A análise deste tipo de séries pode ser feita pelo uso de formulações autorregressivas cujos parâmetros apresentam um comportamento periódico. Esta classe de modelos é denominada modelos autorregressivos periódicos **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, os quais são referenciados por modelos PAR(p), onde p é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos autorregressivos. Em geral, p é um vetor, i.e., $p = (p_1, p_2, \dots, p_{12})$, onde cada elemento fornece a ordem de cada período/mês.

O modelo GEVAZP **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, **Erro! Fonte de referência não encontrada.** tem como objetivo ajustar modelos autoregressivos periódicos e gerar os cenários hidrológicos utilizados nos modelos de planejamento da operação de médio (NEWAVE [3], [4], SUISHI **Erro! Fonte de referência não encontrada.**) e curto prazo (DECOMP [10]), levando-se em consideração a preservação das correlações temporais e espaciais do processo estocástico original. Como em virtude de restrições de tempo computacional é interessante trabalhar com o menor número possível de cenários hidrológicos, é utilizado o método de Amostragem Seletiva (AS) [20], (1.1)[21], que possibilita representar de forma adequada o processo estocástico de vazões/energias com um número reduzido de cenários.

O método AS consiste em aplicar técnicas de agregação a um grande número de cenários hidrológicos gerados, de forma a escolher um conjunto representativo a partir da amostra original de cenários. Esse conjunto representativo de cenários hidrológicos conterá toda a informação necessária para representar o processo estocástico de vazões/energias, uma vez que são obtidos por um agrupamento de cenários semelhantes e possuem características similares aos demais componentes do grupo em que estão localizados.

Como a formulação empregada no GEVAZP para a geração de cenários sintéticos de afluyências a serem utilizados nos modelos NEWAVE, SUISHI e DECOMP está bem consolidada e apresenta bons resultados, esta também foi aplicada na modelagem do NEWAVE Híbrido para geração de cenários sintéticos de vazões naturais afluyentes para as usinas hidrelétricas durante os períodos individualizados e para os cenários sintéticos de energias naturais afluyentes aos reservatórios equivalentes de energia durante os períodos agregados. Vale ressaltar que a formulação para a geração dos cenários para os períodos agregados não sofreu alteração com relação ao que vem sendo empregando no NEWAVE com abordagem totalmente a REE.

3.1 Formulação Geral

O modelo PAR(p_1, p_2, \dots, p_{12}) pode ser descrito matematicamente pela equação (5):

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) = \phi_1^m \cdot \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) + \dots + \phi_{p_m}^m \cdot \left(\frac{Z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}} \right) + a_t \quad (5)$$

Z_t é uma série sazonal (vazão ou ENA) de período s ; s é o número de períodos ($s = 12$ para séries mensais); N é o nº de anos; t é o índice do tempo, $t = 1, 2, \dots, sN$, função do ano T ($T = 1, 2, \dots, N$) e do período m ($m = 1, 2, \dots, s$); μ_m é a média sazonal de período s ; σ_m é desvio-padrão sazonal de período s ; $\phi_{p_m}^m$ é o operador autorregressivo de ordem p_m do período m ; p_m é a ordem do operador autorregressivo do período m ; a_t é a série de ruídos independentes com média zero e variância $\sigma_a^{2(m)}$.

A formulação descrita acima pode ser aplicada tanto na modelagem das séries de vazões naturais afluyentes quanto nas séries de energias naturais afluyentes. Como dito anteriormente, esta formulação é empregada para geração

das séries sintéticas de vazões para o DECOMP e SUSHI, e também para as séries sintéticas de ENA para o NEWAVE com abordagem totalmente a REE.

Na Figura 2 é apresentado um esquema resumido do procedimento empregado para a geração das séries sintéticas de vazões ou energias naturais afluentes. O procedimento pode ser consultado de forma detalhada em **Erro! Fonte de referência não encontrada., Erro! Fonte de referência não encontrada..**

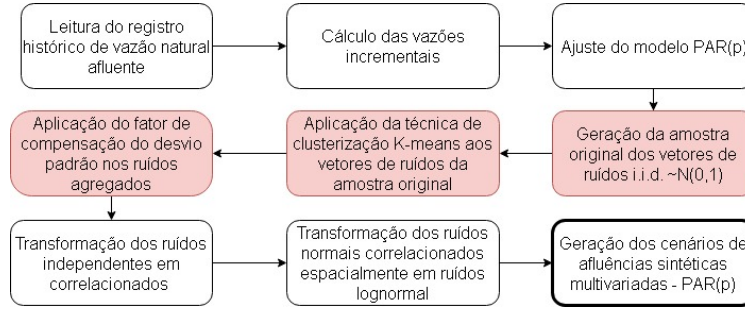


FIGURA 2 – Fluxograma simplificado do modelo GEVAZP

Para a geração de cenários sintéticos de ENA existe um passo adicional após a etapa de cálculo das vazões incrementais, onde o registro histórico de vazões afluentes são transformadas em séries históricas de ENA. O cálculo da energia natural afluente é parte fundamental da construção dos REEs e depende da configuração hidroelétrica adotada. De forma geral, a ENA de um REE é calculada como o somatório das vazões incrementais afluentes multiplicada pela produtividade acumulada de cada usina pertencente ao REE em questão, de acordo com a equação (6).

$$ENA_{REEj}^t = \sum_{u \in REEj} VAFLinc_u^t * PRODTacum_{t,u}^{AFL} \quad (6)$$

onde:

$VAFLinc_u^t$ = vazão incremental da usina u, pertencente ao j-ésimo REE, no instante t;

$PRODTacum_{t,u}^{AFL}$ = produtividade acumulada da usina u no instante t ($PRODTacum_{t,u}^{AFL} = PRODT_{t,u}^{AFL} + \sum_{k \in MONTu} PRODT_{t,k}^{AFL}$)

3.2 Geração de Cenários para a Representação a Usinas Individualizadas e por REEs – Representação Híbrida

A geração de cenários para representação híbrida do modelo NEWAVE é realizada em duas etapas: (i) geração dos cenários de vazões para as usinas hidroelétricas durante os períodos cuja representação é individualizada e (ii) geração dos cenários de ENA para os REEs, para os demais períodos do horizonte de estudo. Um diagrama esquemático deste processo é apresentado na Figura 3.

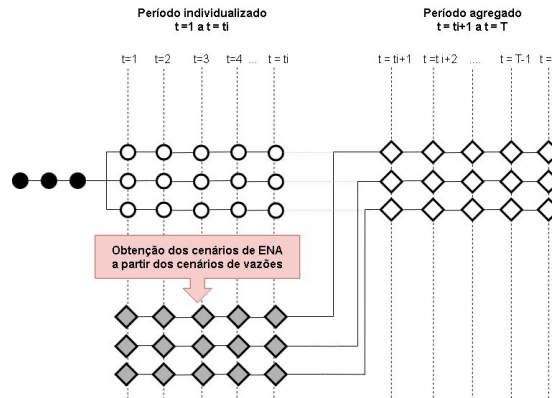


FIGURA 3 – Diagrama esquemático da geração de cenários para a representação híbrida

Durante a primeira etapa, o procedimento ilustrado na Figura 2 é aplicado para ajustar um modelo PAR(p) ao registro histórico de vazões incrementais afluentes a cada uma das usinas pertencentes à configuração hidroelétrica do final do horizonte de estudo e, posteriormente, para gerar um conjunto de séries sintéticas de vazões afluentes para o horizonte individualizado. Ao longo deste horizonte individualizado, as séries sintéticas de vazões são transformadas em séries sintéticas de ENA considerando a configuração do período em questão. Caso uma usina ainda não tenha entrado em operação naquele momento, sua vazão incremental irá ser somada à usina imediatamente a montante. Desta forma, ao final da primeira etapa estará disponível dois conjuntos de cenários sintéticos: um conjunto de cenários de vazões gerado pelo modelo PAR(p) e um conjunto de cenários de ENA calculados a partir do primeiro conjunto.

Na segunda etapa de geração de cenários para a representação híbrida, são ajustados modelos PAR(p), novamente considerando o procedimento apresentado na Figura 2, porém incluindo o passo adicional mencionado

anteriormente. Como os cenários são obtidos a partir de um modelo autorregressivo é necessário que os valores passados fornecidos ao modelo PAR(p) sejam dados em energia (MWmês) e não em vazão (m³/s). Desta forma, para os meses imediatamente anteriores ao ponto de corte entre os horizontes individualizado e agregado são utilizados os valores de ENA provenientes dos cenários sintéticos oriundos dos cenários sintéticos de vazões.

4.0 - APLICAÇÃO DO MODELO NEWAVE COM REPRESENTAÇÃO HÍBRIDA

A utilização da representação híbrida no modelo NEWAVE foi realizada com uma configuração oficial do SIN relativa ao planejamento da operação, o PMO Fevereiro 2019. Três casos foram considerados: o primeiro refere-se à aplicação oficial na qual o parque hidroelétrico foi representado por REEs; no segundo caso, com representação individual de UHEs nos três primeiros meses da configuração, e nos demais meses do horizonte de planejamento por REEs; já no terceiro caso o parque hidroelétrico foi representado por UHEs individuais durante os primeiros seis meses e nos restantes 53 meses a representação se deu por REEs. Em todos os casos foram representados quatro subsistemas elétricos. A Tabela 1 sumariza os casos de estudo.

Na configuração utilizada no segundo caso, a FCF construída no quarto período do horizonte de planejamento, que corresponde ao mês de maio de 2019 e que será utilizada no problema de despacho de operação a UHEs do mês de abril, tem como variáveis de estado do algoritmo de PDDE os armazenamentos nos REEs no início do mês de maio e as energias naturais afluentes nos meses passados, correspondente aos meses de abril, março, etc. Por sua vez, a FCF construída no mês de abril de 2019, que será utilizada no problema de despacho de operação a UHEs do mês de março, tem como variáveis de estado do algoritmo de PDDE os armazenamentos nas UHEs no início do mês de abril e as vazões naturais afluentes nos meses passados, correspondente aos meses de março, fevereiro, etc. A Figura 4 ilustra este processo. Um processo semelhante é aplicado ao caso 3.

TABELA 1 – Casos de estudo da aplicação da modelagem Híbrida

Caso 1	Parque Hidroelétrico representado por REEs em todo o horizonte de planejamento
Caso 2	Parque Hidroelétrico representado por UHEs nos três primeiros meses e REEs nos demais meses
Caso 3	Parque Hidroelétrico representado por UHEs nos seis primeiros meses e REEs nos demais meses

A seleção do mês de corte do caso 2 teve como objetivo fornecer ao modelo DECOMP uma FCF já desagregada por UHEs. O horizonte de aplicação deste modelo no PMO tem sido de 2 meses, onde no final do segundo mês o modelo DECOMP é acoplado ao modelo NEWAVE através da FCF. Como esta FCF individualizada é a primeira a ser construída, julgou-se importante avaliar a FCF no mês de acoplamento a UHEs individualizadas, mas não sendo a primeira a ser construída a UHEs. As FCFs construídas nos meses de julho, junho e maio de 2019 também são a UHEs individualizadas.

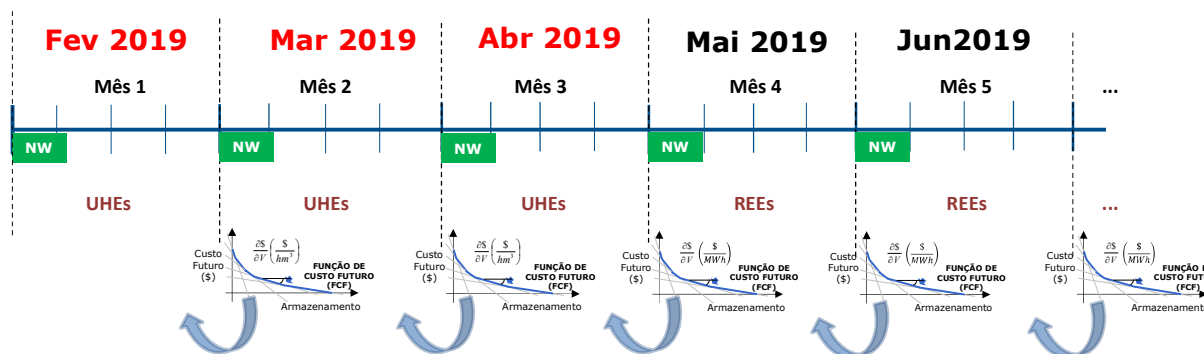


FIGURA 4 – Representação esquemática da modelagem híbrida no caso 2.

Os resultados analisados foram obtidos a partir da simulação da operação do sistema elétrico interligado com 2.000 cenários de afluentes sintéticos aos REEs ao longo do período de planejamento, considerando-se a política de operação calculada por PDDE. No algoritmo de PDDE foram considerados 200 cenários para a simulação *forward* e 20 cenários para a recursão *backward*. O mecanismo de aversão a risco adotado foi o CvaR ($\alpha=50$, $\lambda=40$). O representante no processo de agregação da Amostragem Seletiva foi o centroide, que em estudos recentes, mostrou-se promissor para reduzir a variabilidade amostral [12]. Todos os casos foram executados adotando-se reamostragem de cenários *forward*, metodologia plena, passo um e momento de reamostragem *forward* respectivamente [13][14][15]. O parque hidroelétrico foi representado por 12 REEs e 160 usinas hidroelétricas.

A Figura 5a apresenta a evolução temporal da geração hidroelétrica do REE Paraná (PR) e a do Paranapanema (PRN) nos casos da representação hidroelétrica por REE, por UHE nos primeiros três meses (3UHE) e por UHE nos primeiros 6 meses (6UHE). Para os casos 3UHE e 6UHE os valores da geração hidroelétrica foram obtidas pelo somatório da multiplicação da geração individualizada pela produtividade equivalente de cada usina hidroelétrica pertencente ao REE. No REE Paraná as maiores diferenças ocorrem durante o primeiro ano do horizonte, tornando-se semelhantes nos demais anos. No REE Paranapanema essa diferenciação não é tão claramente observada. Mas em todos os casos REEs o perfil de geração hidroelétrica é semelhante.

Na Figura 5b estão ilustradas as gerações de Furnas e Itaipu nos casos 3UHE e 6UHE conjuntamente com a geração do REE Paraná no caso REE. Pode-se observar que existem variações nos perfis de geração quando se compara uma usina hidroelétrica individualmente com a geração agregada do REE.

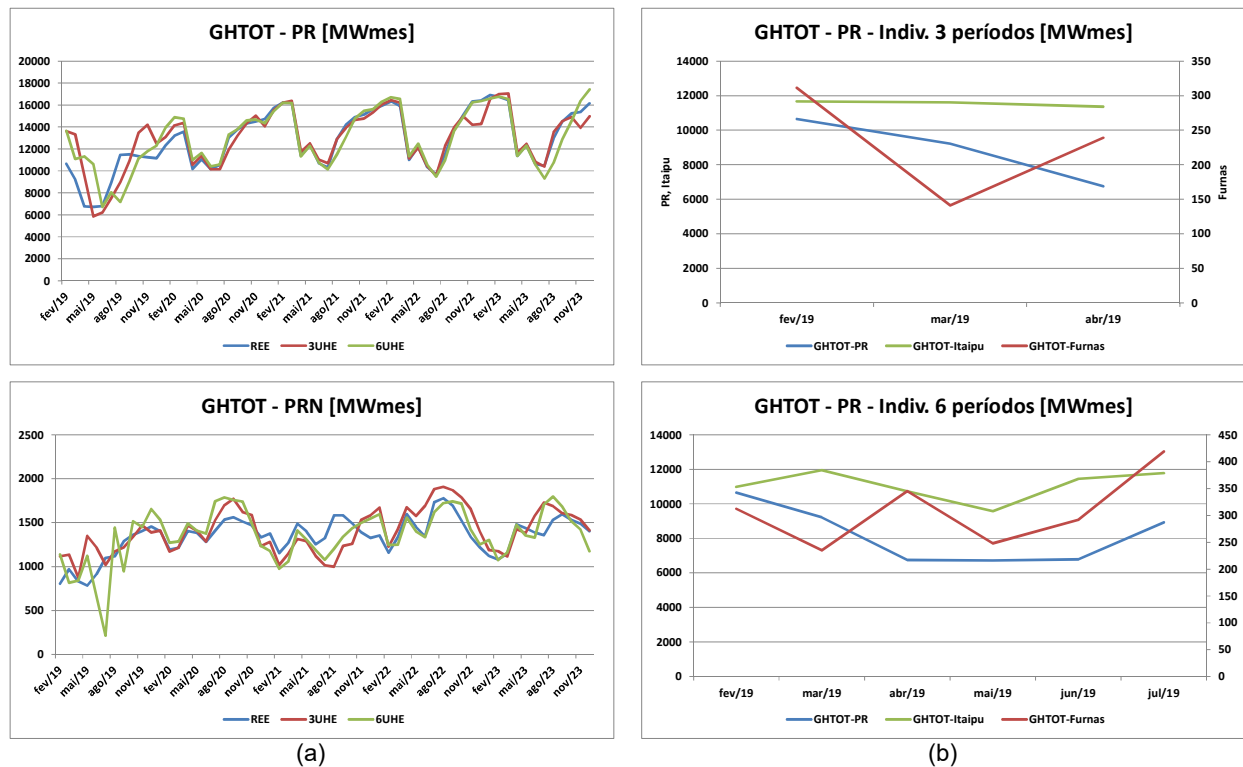


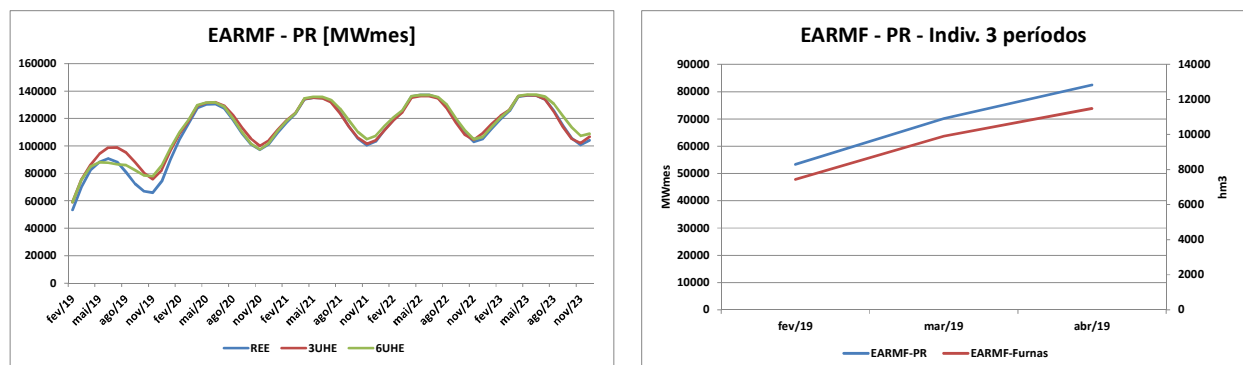
FIGURA 5 – Evolução Temporal da Geração Hidráulica por REE e a UHEs.

Na Figura 6a estão ilustradas as evoluções temporais do armazenamento do REE Paraná e Paranapanema nos casos da representação hidroelétrica por REE, por UHE nos primeiros três meses (3UHE) e por UHE nos primeiros 6 meses. O mesmo procedimento de cálculo anterior foi aplicado para obter-se os armazenamentos dos REEs provenientes dos casos UHEs. No REE Paraná as maiores diferenças ocorrem durante o primeiro ano do horizonte, tornando-se semelhantes nos demais anos. No REE Paranapanema as diferenciações entre os casos se mantêm ao longo do horizonte, mas ainda apresentando perfil semelhante.

Diferentemente da geração hidroelétrica, quando se compara a evolução do armazenamento da usina de Furnas nos casos 3UHE e 6UHE com a do REE Paraná no caso REE, pode-se observar que os perfis de geração são muito semelhantes, conforme ilustrado na Figura 6b..

A Figura 7a apresenta as evoluções temporais dos vertimentos do REE Paraná e Paranapanema nos casos da representação hidroelétrica por REE, por UHE nos primeiros três meses (3UHE) e por UHE nos primeiros 6 meses. O mesmo procedimento de cálculo anterior foi aplicado para obter-se os armazenamentos dos REEs provenientes dos casos UHEs. Em ambos os REEs Paraná e Paranapanema as maiores diferenças ocorrem durante o primeiro ano do horizonte. Entretanto, quando se analisa a Figura 7b observa-se que o perfil de vertimento das UHEs Furnas e Itaipu nos primeiros três (caso 3UHE) e seis meses (caso 6 UHE) podem apresentar comportamentos distintos.

Esses resultados evidenciam que a modelagem híbrida pode trazer impactos relevantes e positivos no planejamento da operação.



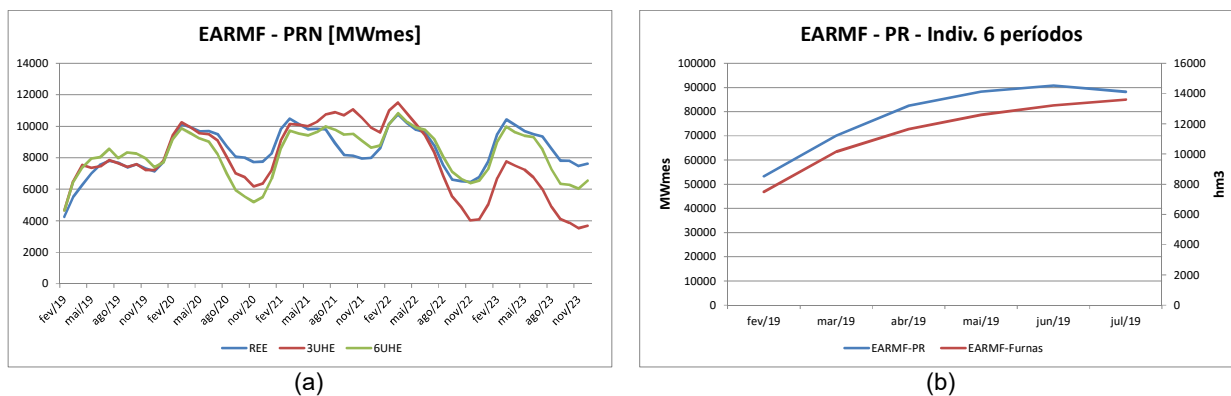


FIGURA 6 – Evolução Temporal do Armazenamento por REE e a UHEs.

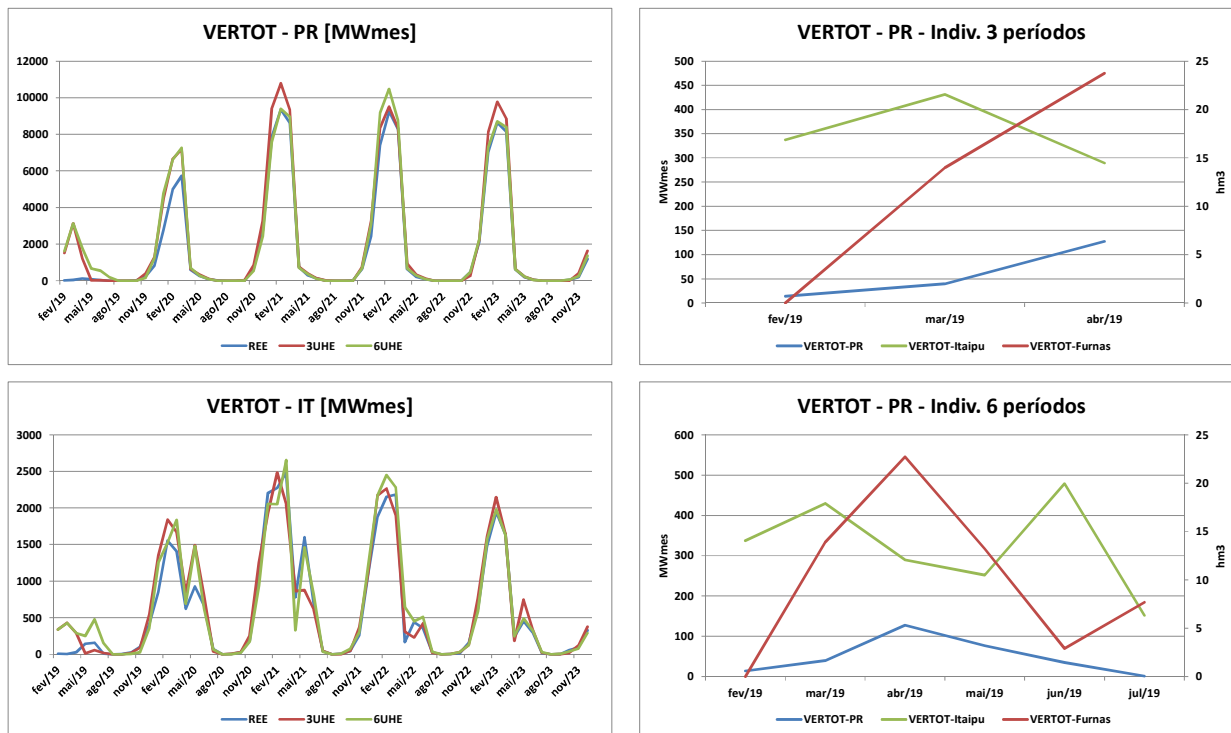


FIGURA 7 – Evolução Temporal do Vertimento por REE e a UHEs.

5.0 - CONCLUSÃO

As recentes reduções de esforço computacional permitiram aprimorar a representação das UHEs no algoritmo de PDDE do modelo NEWAVE. Considerando que a FCF construída pelo NEWAVE é acoplada ao DECOMP no final do horizonte deste último modelo, surge naturalmente a ideia de uma *modelagem híbrida*: permitir que o modelo NEWAVE represente as UHEs individualmente no todo ou em parte do seu horizonte de planejamento.

A abordagem híbrida descrita neste artigo tira proveito de ambas as modelagens, pela consideração dos benefícios de uma representação individual de UHEs no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, e tantos REEs quanto forem necessários para representar a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas, nos estágios temporais posteriores. Em consequência, propicia o alcance da acurácia necessária no cálculo da política de operação, mas sem aumentar demasiadamente o esforço computacional.

Esta abordagem híbrida foi aplicada à configuração oficial do PMO Fevereiro 2019, onde o parque o parque hidroelétrico foi representado em três situações distintas: (a) por REEs em todo o horizonte de planejamento; (b) por UHEs individuais nos três primeiros meses e REEs nos demais meses; e (c) por UHEs individuais nos seis primeiros meses e REEs nos demais meses. Verificou-se que a evolução temporal de diversas grandezas de saída, por REE, dos casos (b) e (c) podem apresentar diferenças com relação ao caso (a), principalmente durante o primeiro ano do horizonte. Também, que UHEs individuais podem apresentar comportamentos distintos entre si e em relação aos REEs onde elas estão alocadas., tornando-se semelhantes nos demais anos. Esses resultados evidenciam que a modelagem híbrida pode trazer impactos relevantes e positivos no planejamento da operação.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores ainda agradecem ao estagiário de Engenharia Elétrica Robério Barboza (UERJ).

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", Mathematical Programming, v. 52, n.1-3, pp. 359-375, Maio 1991.
- [2] M.E.P. Maceira, "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", Relatório Técnico Cepel 237/93, Junho 1993.
- [3] M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, L.A.M. Moraes, A.C.G. Melo, "Ten years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil – Description of the NEWAVE program", 16th PSCC – Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.
- [4] M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos, C.B. Cruz, "Twenty years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil – Main features and improvements on the NEWAVE model", 20th PSCC – Power Systems Computation Conference, Ireland, 2018.
- [5] N.V.Arvanitidis, J.Rosing, "Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems", Vol. PAS-89, No. 2, February 1970.
- [6] L.A.Terry, M.V.F.Pereira, T.A.Araújo Neto, L.F.C.A.Silva, P.R.H.Sales, "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System", Interfaces, Vol.16, No1, January-February 1986.
- [7] M.E.P. Maceira; V.S. Duarte, D.D.J. Penna; M.P. Tcheou, "An Approach to Consider Hydraulic Coupled Systems in the Construction of Equivalent Reservoir Model in Hydrothermal Operation Planning". 17th Power Systems Computation Conference, Stockholm, 2011.
- [8] Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, Ata de Reunião Plenária "Validação da nova versão do modelo NEWAVE com representação de REEs e definição da configuração de REEs a ser adotada", 14 de Setembro de 2015.
- [9] A.L. Diniz, M.E.P. Maceira, R.J. Pinto, C.L.V. Vasconcelos, D.D.J. Penna, C.B. Cruz, "Estratégia de Seleção de Cortes de Benders para Redução do Tempo Computacional da Programação Dinâmica Dual Estocástica – Aplicação ao modelo NEWAVE", Relatório Técnico Cepel 11138/17, Junho 2017.
- [10] A.L. Diniz, F.S. Costa, M.E.P. Maceira, T.N. Santos, L.C. Brandão, R.N. Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil", 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, June 2018.
- [11] A.L.M. Marcatto, "Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte", Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PUC/Rio, 2002.
- [12] D.D.J. Penna, F. Treistman, M.E.P. Maceira, "Avaliação de alternativas para escolha do representante no processo de agregação da Amostragem Seletiva", Relatório Técnico Cepel 13612/2018, Dezembro 2018.
- [13] M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, C.B. Cruz, A.L. Diniz, A.C.G. Melo, F. Treistman, "Técnicas de Reamostragem de Cenários Hidrológicos para a simulação forward da PDDE na Definição da Estratégia de Operação Energética de Longo/Médio Prazos", Relatório Técnico Cepel 6606/2018, Junho 2018.
- [14] D.D.J. Penna, M.E.P. Maceira, A.L. Diniz, A.C.G. Melo, C.B. Cruz, "Avanços na Reamostragem de Cenários Hidrológicos Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo", XIV SEPOPE, Recife – PE, 2018.
- [15] M.E.P. Maceira, C.B. Cruz, A.C.G. Melo, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, F. Treistman, "Definição do Momento de Aplicação da Técnica de Reamostragem de Cenários Forward no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica e a Avaliação da Qualidade da Função de Custo Futuro", Relatório Técnico Cepel 3202/2019, Maio 2019.
- [16] W.H. HIPEL, A.I. MCLEOD, Time series modeling of water resources and environmental systems. Elsevier, 1994.
- [17] M.E.P. Maceira, C.V. Bezerra, "Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems", In: Proceedings of 5th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pp. 305-310, Vancouver, Canada, Set. 1997.
- [18] M.E.P. Maceira; D.D.J. Penna; J.M. Damázio, "Geração de cenários sintéticos de energia e vazão para o planejamento da operação energética". Cadernos do IME – Série Estatística/UERJ, 21(2), 11 p, 2006.
- [19] M.E.P. Maceira, F.R.S. Batista, L.F.E.Cerqueira, R.R. Olasagasti, A.C.G. Melo, L.G.B. Marzano, 2018. A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems, 20th Power System Computation Conference, Dublin, Ireland, 2018.
- [20] D.D.J. Penna, "Definição da árvore de cenários de afluências para o planejamento da operação energética de médio prazo", Tese de Doutorado, DEE, PUC-Rio, 2009.
- [21] D.D.J. Penna, M.E.P. Maceira, J.M. Damázio, "Selective sampling applied to long-term hydrothermal generation planning", 17th PSCC - Power Systems Computation Conference, Stockholm, Sweden, Ago. 2011.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Maria Elvira Piñeiro Maceira é graduada em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1983), possui mestrado (1989) e doutorado (1994) em Engenharia Civil pela COPPE/UFRJ. Desde 1985 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, atuando no desenvolvimento de metodologias e modelos computacionais nas áreas de planejamento da expansão e operação de sistemas hidrotérmicos, otimização estocástica, hidrologia estocástica, desenvolvimento sustentável de hidroeletricidade, confiabilidade e análise de riscos. De Dezembro de 1999 a Janeiro de 2017, exerceu a chefia da área de otimização energética do CEPEL, através do Programa de Pesquisa Energética e do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente. Também é Professora Adjunta da Universidade Estadual do Rio de Janeiro, membro do Cigré e membro titular da Academia Nacional de Engenharia.



Cristiane Barbosa da Cruz Oliveira possui graduação em Ciência da Computação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ (2005) e mestrado na linha de Algoritmos e Combinatória em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE-UFRJ (2009). Neste período, foi bolsista do CNPq, FAPERJ e do NCE/UFRJ. Iniciou em 2018 seu doutorado na linha de Otimização pela mesma instituição. Cristiane é pesquisadora do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL desde 2006, atuando nos últimos anos no desenvolvimento do modelo NEWAVE.



Albert C Geber de Melo é graduado pela UFPE (1983), mestre (1986) e doutor (1990) pela PUC-Rio, em Engenharia Elétrica. Pesquisador do CEPEL, onde atua desde 1985 na coordenação e no desenvolvimento de projetos nas áreas de confiabilidade; planejamento da expansão e da operação, incluindo novas renováveis; alocação eficiente de custos; tarifação; análise de riscos; análise de investimentos; análise de agrupamentos; comercialização; desenvolvimento sustentável; mudanças climáticas; política tecnológica; e política energética. Exerceu vários cargos gerenciais no CEPEL, incluindo Diretor de P&D (Jan 2005 – Jul 2008) e Diretor-Geral (Ago 2008 – Jan 2017). Representou o Brasil em diversos fóruns internacionais, como na Agência Internacional de Energia – IEA, incluindo o Renewable Energy Working Party (REWP) e o Committee on Energy Research Technology (CERT), e foi Coordenador Técnico do Programa de Trabalho entre o Brasil e a IEA de 2011 a 2016. Participou ainda dos Grupos de Trabalho de Reforma do Setor Elétrico que resultou nos novos marcos regulatórios de 1997 e 2004. É Professor Adjunto da UERJ, Distinguished Member do CIGRÉ, Senior Member do IEEE e membro titular da Academia Nacional de Engenharia.



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.



André Luiz Diniz possui graduação em Engenharia Civil (1997), mestrado em Engenharia de Transportes (2000) e doutorado em Otimização em Engenharia de Sistemas (2007), todos pela UFRJ/COPPE. Em 2014 realizou um pós-doutorado no Weierstrass Institute for Applied Analysis and Stochastics, em Berlim. Desde 1998 é pesquisador no CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, onde é o atual chefe do departamento de otimização energética e meio ambiente (DEA), e desde 2003 é professor adjunto no departamento de estatística da UERJ. Tem grande experiência na área de programação matemática e otimização, especialmente aplicada em problemas de planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica.



Felipe Treistman é graduado em Engenharia Ambiental pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2015 e mestre em Engenharia Civil pela COPPE/UFRJ em 2018. Atualmente é pesquisador contratado do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde integra as equipes dos projetos GEVAZP e MUDCLIMA. Possui experiência nas áreas de Recursos Hídricos e Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: hidrologia estocástica e planejamento da operação energética.



Thatiana Conceição Justino é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005), possui o título de mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2009). Atualmente está cursando o doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE/UFRJ. Desde 2006 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde tem trabalhado no desenvolvimento de estudos e modelos computacionais associados aos planejamentos da expansão e da operação energéticos de longo e médio prazo, confiabilidade de sistemas de potência e previsão de carga no curto prazo.