

Uma Nova Abordagem para o Planejamento Hidrotérmico de Médio Prazo utilizando Trajetórias de Referência e Programação Quadrática

Laura Mauad Gaio

Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora - MG, 36036-900
laura.gaio@engenharia.ufjf.br

Renato Andrade Mosqueira Furtado

Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora - MG, 36036-900
renato.andrade@engenharia.ufjf.br

Luiz Rogério Andrade de Oliveira

Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora - MG, 36036-900
luiz.oliveira@engenharia.ufjf.br

André Luís Marques Marcato

Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora - MG, 36036-900
andre.marcato@engenharia.ufjf.br

Ivo Chaves da Silva Júnior

Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora - MG, 36036-900
ivo.junior@ufjf.br

Alberto Sergio Kligerman

Abarei Tecnologia LTDA
Praia De Botafogo, 96, Apto 2901 - Botafogo, Rio de Janeiro - RJ, 22250-145
alberto@abarei.com

Afonso Henriques Moreira Santos

Universidade Federal de Itajubá
Av. B P S, 1303 - Pinheirinho, Itajubá - MG, 37500-903
afonsohms@gmail.com

João Carlos de Oliveira Mello

Thymos Energia Engenharia e Consultoria Ltda
Av. das Nações Unidas, 11541, 10º andar - Cidade Monções, São Paulo - SP, 04578-907
jmello@thymosenergia.com.br

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo tratar uma nova abordagem aplicada ao planejamento hidrotérmico de médio prazo a partir da utilização de trajetórias de referência da energia

armazenada. Nesse sentido, a tomada de decisão sobre deplecionar ou armazenar água, nos Reservatórios Equivalentes de Energia, será baseada nas faixas preferenciais. Para validar a factibilidade das trajetórias no planejamento de médio prazo, um problema de otimização não linear particionado é modelado cuja função objetivo é a minimização do custo total de operação, representado pelas usinas térmicas e déficits de energia, e a consideração do desvio quadrático das energias armazenadas em cada estágio frente às faixas preferenciais. No que tange às simulações, foram considerados os quatro subsistemas do Sistema Interligado Nacional com seus respectivos reservatórios equivalentes e todas as usinas térmicas e intercâmbios. Finalmente, os resultados mostram a aplicabilidade das trajetórias de referência no planejamento da operação, garantindo segurança operacional e hídrica.

PALAVRAS CHAVE. Trajetórias de Referência, Programação Quadrática, Reservatórios Equivalentes de Energia.

EN&PG - PO na Área de Energia, Petróleo e Gás

ABSTRACT

The present work aims to present a new approach applied to medium-term hydrothermal planning by utilizing reference curves of stored energy. In this regard, the decision-making process regarding water depletion or storage in Energy Equivalent Reservoirs will be based on preferred ranges. To validate the feasibility of curves in medium-term planning, we modelled a partitioned nonlinear optimization problem, where the objective function is to minimize the total operation cost, represented by thermal power plants and energy deficits, and consider the quadratic deviation of stored energies at each stage from the preferred ranges. Regarding the simulations, the four subsystems of the Brazilian National Interconnected System with their respective equivalent reservoirs, along with all thermal power plants and energy exchanges, were considered. Finally, the results demonstrate the applicability of reference curves in operational planning, ensuring operational and water security.

KEYWORDS. Reference Trajectories, Quadratic Programming, Energy Equivalent Reservoirs.

EN&PG - PO in the Energy, Oil and Gas Area

1. Introdução

O território brasileiro, extenso latitudinalmente e longitudinalmente, apresenta dimensões continentais o que, consequentemente, é marcado por aspectos diversos de relevo, de clima, de vegetação e de hidrografia [Meira et al., 2020]. A variação dos aspectos naturais e físicos, ao longo do vasto território nacional, garante que a matriz energética brasileira seja mais renovável do que a mundial. Também, nesse contexto, a matriz elétrica brasileira é fortemente marcada por fontes renováveis com destaque para geração hidráulica, eólica e solar [EPE, 2024a].

Para garantir uma utilização otimizada dos recursos energéticos brasileiros, faz-se necessário um sistema elétrico que opere de forma integrada. Assim, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é caracterizado por grandes troncos de transmissão que percorrem o território brasileiro a fim de possibilitar acoplamento elétrico entre regiões com diferentes características de disponibilidade energética, proporcionando benefícios econômicos, confiabilidade do sistema e flexibilidade quanto ao uso da energia. Porém, para atingir a excelência das tomadas de decisões no SIN, pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), é importante fazer um planejamento eletroenergético cujo objetivo principal é garantir um menor custo de operação, balanceando segurança hídrica e atendimento aos consumidores na sua integridade [ONS, 2020].

As principais etapas do planejamento da operação, no Brasil, são: médio, curto e curtíssimo prazos. O planejamento de médio prazo é um problema de otimização com um horizonte de 60 meses à frente do estágio atual, com discretização mensal cujo objetivo é a valoração da água no tempo e, por olhar 5 anos à frente, as estocasticidades são maiores, necessitando da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para sua solução [Brandi et al., 2017]. Já o planejamento de curto prazo, tem um horizonte de dois meses à frente cujo primeiro mês é discretizado semanalmente e o segundo, de forma mensal; a solução é feita via Programação Dual Determinística (PDD) a qual considera mais detalhes operativos e menos incertezas. Finalmente, o planejamento de curtíssimo prazo apresenta um horizonte de um dia à frente com discretização semi-horária no qual a representação sistêmica é feita com o maior detalhamento da rede e geração (*Unit Commitment*), necessitando de métodos de programação determinísticos e inteiros [CEPEL, 2024].

Atualmente, com a maior inserção de fontes de geração com alta variabilidade (não controláveis), como eólica e solar, e a redução da capacidade de regularização da água devido a maiores investimentos em usinas fio d'água e aumento da carga, novas formas de planejar o sistema elétrico brasileiro são estudados [EPE, 2024b]. Nesse contexto, surge o objetivo deste trabalho, que apresenta uma nova proposta de planejamento energético de médio prazo a partir da programação quadrática particionada em estágios com a representação de trajetórias preferenciais de energias armazenadas para os Reservatórios Equivalentes de Energia (REE) do SIN. Para tanto, a metodologia apresenta, na função objetivo, uma parcela não linear referente ao desvio quadrático entre a energia armazenada final de um REE (variável de decisão) e o valor mensal correspondente à faixa operativa preferencial, assegurando equilíbrio entre custo de operação, segurança energética e segurança hídrica. Vale destacar que este artigo é uma evolução do trabalho desenvolvido em Gaio et al. [2023] no qual os autores apresentaram uma comparação entre abordagens lineares e não-lineares particionadas para a solução do problema e, nesse estudo, a programação quadrática se mostrou mais eficiente. Ademais, o sistema utilizado continha duas usinas hidrelétricas do SIN e quatro usinas térmicas fictícias. Por outro lado, o trabalho aqui desenvolvido apresenta como adicional a representação por completa do SIN e a realização de uma análise detalhada frente às penalizações utilizadas na função objetivo do problema.

A fim de facilitar a compreensão, este artigo é dividido em quatro seções as quais apresentam, respectivamente, a introdução, a metodologia proposta, os dados e resultados das simulações e, por fim, as considerações finais.

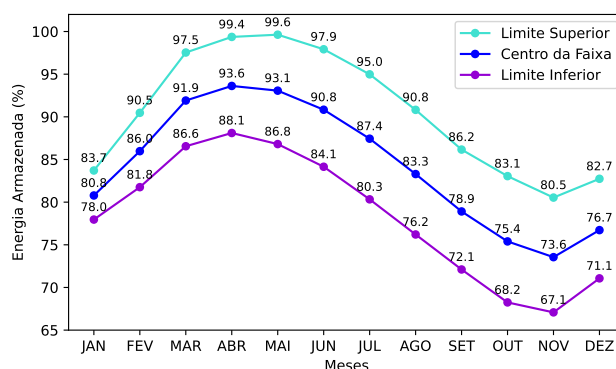
2. Metodologia

O objetivo do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é desenvolver estratégias para gerenciar os despachos das usinas geradoras, minimizando o custo de operação total, de forma a atender a demanda por energia elétrica. Nesse contexto, a decisão de utilizar ou armazenar água ao longo do horizonte, é um problema de difícil solução devido às estocasticidades intrínsecas dessa fonte de energia, sendo conhecido como dilema do operador [CEPEL, 2024]. Assim, o desafio para uma operação eficiente desses sistemas envolve estabelecer uma estratégia operacional que, em cada etapa do planejamento, seja possível definir as metas de geração para cada unidade geradora com base no estado inicial do sistema. Além disso, percebe-se, atualmente, a necessidade de garantir uma segurança operacional dos reservatórios por meio do equilíbrio dos seus níveis de água.

Nesse sentido, este estudo propõe uma abordagem de otimização determinística que utiliza trajetórias preferencias de operação energética para os Reservatórios Equivalentes de Energia do SIN visando manter os níveis dos reservatórios o mais próximo possível dessa referência. Essas trajetórias preferenciais foram baseadas inicialmente nas Curvas Referenciais de Armazenamento, propostas em ONS [2021], a fim de captar a sazonalidade histórica dos REEs visando incorporar aspectos ambientais, sociais, econômicos e energéticos. Vale destacar que o estudo apresentado neste artigo é determinístico por considerar as séries históricas já consolidadas e não utilizar séries sintéticas que representam as incertezas hidrológicas futuras. Logo, o problema de otimização proposto, na Subseção 2.1, é não-linear particionado em estágios cuja função objetivo é a minimização dos custos imediatos de operação e a consideração do mínimo desvio da energia armazenada final em relação à faixa preferencial. Ademais, percebe-se que a metodologia em questão, ao utilizar as trajetórias de referência, não necessita da modelagem da função de custo futuro como é feito nos modelos computacionais vigentes para dar apoio às tomadas de decisão da operação. Essa realidade se deve ao fato das trajetórias preferenciais trazerem informações referentes à segurança hídrica e aspectos socioambientais observados ao longo do histórico de vazões [ONS, 2021].

A Figura 1 ilustra a trajetória de referência adotada para o REE Paraná como forma de exemplificação. O centro da trajetória é determinada de acordo com o regime hidrológico de cada REE e os limites superior e inferior indicam uma margem de erro aceitável do armazenamento.

Figura 1: Trajetória de Referência Adotada para o REE Paraná.



2.1. Formulação Matemática

O problema de planejamento da operação pode ser formulado por meio da representação por REEs e pode ser utilizado uma discretização mensal, assim como o NEWAVE (modelo computacional para solução do despacho hidrotérmico de médio prazo) é modelado atualmente [CEPEL,

2022]. No modelo proposto, foram consideradas a Energia de Vazão Mínima (EVM), para garantir a vazão mínima obrigatória de água nos leitos dos rios para a navegação, abastecimento de água, irrigação, lazer e controle da poluição [Conceição et al., 2012; Duarte, 2002], e as Parábolas de Correção de Energia Controlável, uma vez que, como a metodologia prevê reservatórios mais cheios ao longo do período de planejamento, essa correção deve ser realizada de acordo com a energia armazenada do respectivo mês. Ambas energias foram modeladas baseadas no Manual de Referência do NEWAVE [CEPEL, 2022].

A função objetivo do problema é representada pela Equação (1), com o objetivo de minimizar os custos de operação e, ao mesmo tempo, manter os reservatórios dentro da faixa operacional desejada. É importante notar que foram incluídos termos relacionados à energia vertida e às trocas de energia entre os subsistemas. Para isso, aplicou-se uma penalidade para a energia vertida (CVERT) e uma constante arbitrária de 0,1 R\$/MWmed como penalidade para o intercâmbio energético. Além disso, a última parcela da equação representa o mínimo desvio entre a Energia Armazenada Final (*ea_f*) e o Centro da Faixa (CF), de forma que os valores de *ea_f* superiores ou inferiores ao CF serão penalizados através da penalidade PEN.

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \sum_{t=1}^{N_{EST}} \left[\left(\sum_{j=1}^{N_{UTE}} CO_j \cdot gt_{t,j} \right) + \left(\sum_{k=1}^{N_{SIS}} CDEF_k \cdot def_{t,k} \right) + \left(\sum_{i=1}^{N_{REE}} CVERT \cdot evert_{t,i} \right) + \right. \\
 \left. + \left(\sum_{k=1}^{N_{SIS}} \sum_{l=1}^{N_{SIS}} 0,1 \cdot inter_{t,k,l} \right) + \left(\sum_{i=1}^{N_{REE}} PEN_{t,i} \cdot (ea_{f,t,i} - CF_{t,i})^2 \right) \right] \quad (1)
 \end{aligned}$$

Na FOB proposta: CO_j é o custo de operação da usina térmica j , em [R\$/MWmed]; $gt_{t,j}$ é a geração da usina térmica j no estágio t , em [MWmed]; $CDEF_k$ é o custo de déficit de energia no subsistema k , em [R\$/MWmed]; $def_{t,k}$ é o déficit de energia no subsistema k no estágio t , em [MWmed]; $CVERT$ é a penalidade para energia vertida, em [R\$/MWmed]; $evert_{t,i}$ é a energia vertida do REE i no estágio t , em [MWmed]; $inter_{t,k,l}$ é o intercâmbio energético entre os subsistemas k e l no estágio t , em [MWmed]; $PEN_{t,i}$ é a penalidade aplicada à energia fora da faixa do REE i no estágio t , em [R\$/MWmed²]; $ea_{f,t,i}$ é a energia armazenada final do reservatório equivalente de energia i no estágio t , em [MWmed]; $CF_{t,i}$ é o centro da faixa da energia do REE i no estágio t , em [MWmed]; N_{EST} é o número de estágios; N_{UTE} é o número de usinas térmicas; N_{REE} é o número de reservatórios equivalentes de energia; N_{SIS} é o número de subsistemas; N_{INT} é o número de intercâmbios.

Reescrevendo a parcela quadrática da Equação (1), obtém-se as parcelas quadrática e linear mostradas nas Equações (2) e (3), onde CL_{equiv} representa o custo linear equivalente em R\$/MWmed. Percebe-se que a parcela quadrática da função objetivo pode ser modelada por um termo quadrático (Equação 2) e linear (Equação 3) o que favorece a aplicação da metodologia em solvers quadráticos como o *cvxopt*, em Python, utilizado neste trabalho.

$$(PEN_{t,i}) \cdot ea_{f,t,i}^2 \quad (2)$$

$$\underbrace{- (2 \cdot PEN_{t,i} \cdot CF_{t,i}) \cdot ea_{f,t,i}}_{CL_{equiv}} \quad (3)$$

A parte linear, advinda do desvio quadrático, corresponde à parcela mais importante frente à representação das trajetórias, visto que o sinal de negativo da variável energia armazenada na FOB do problema de minimização representa, de forma análoga, a maximização da mesma. Assim,

deve-se garantir que a $PEN_{t,i}$ utilizada forneça uma penalização a essa parcela linear de modo que não seja bem maior que as outras penalidades utilizadas e nem tão pequena, desconsiderando as trajetórias. Assim, este artigo apresenta uma análise de sensibilidade frente à penalidade linear advinda da quadrática utilizada, visando equilíbrio entre operação factível e segurança hídrica.

A Equação (4) representa a restrição de atendimento à demanda para cada subsistema do problema. Já as equações (5) e (6) representam as restrições de balanço hídrico para cada REE, sendo a primeira apenas para a primeira etapa, quando a energia armazenada inicial de cada reservatório é conhecida, e a última aplica-se às etapas subsequentes, onde a energia armazenada inicial é a energia armazenada final encontrada na etapa anterior. As restrições de canalização do problema de otimização são expressas pelas inequações (7), (8), (9), (10) e (11).

$$\begin{aligned}
 \sum_i^{N_{REE}} (ghidr_{t,i}) + \sum_j^{N_{UTE}} (gt_{t,j}) + def_{t,k} + \sum_l^{N_{SIS}} (inter_{t,k,l}) = \\
 = DEMLIQ_{t,k} - \sum_{i=1}^{N_{REE}} EFIO_{t,k} - \sum_{i=1}^{N_{REE}} EVM_{t,i} \quad (4)
 \end{aligned}$$

$$eaf_{1,i} = EAI_i + f_c(EAI_i) \cdot EC_{1,i} - ghidr_{1,i} - evert_{1,i} - EVM_{1,i} \quad (5)$$

$$eaf_{t,i} = eaf_{t-1,i} + f_c(eaf_{t-1,i}) \cdot EC_{t,i} - ghidr_{t,i} - evert_{t,i} - EVM_{t,i} \quad (6)$$

$$0 = EARMIN_i \leq eaf_{t,i} \leq EARMAX_i \quad (7)$$

$$0 \leq ghidr_{t,i} \leq (GHMAX_i - EFIO_{t,i} - EVM_{t,i}) \quad (8)$$

$$0 \leq evert_{t,i}, def_{t,k} \leq \infty \quad (9)$$

$$0 \leq gt_{t,j} \leq GTMAX_j \quad (10)$$

$$0 \leq inter_{t,k,l}, inter_{t,l,k} < INTMAX \quad (11)$$

Nas restrições explicitadas: $ghidr_{t,i}$ é a geração hidráulica do reservatório equivalente de energia i no estágio t , em [MWmed]; $DEMLIQ_{t,k}$ é a demanda líquida a ser atendida no subsistema k no estágio t , em [MWmed]; $EFIO_{t,k}$ é a energia fio d'água total do subsistema k no estágio t com a contribuição de todos reservatórios equivalentes i pertencentes ao subsistema, em [MWmed]; $EVM_{t,i}$ é a energia de vazão mínima total do subsistema k no estágio t com a contribuição de todos reservatórios equivalentes i pertencentes ao subsistema, em [MWmed]; $eaf_{t-1,i}$ é a energia armazenada final do reservatório equivalente de energia i no estágio $t - 1$, em [MWmed]; EAI_i é a energia armazenada inicial do reservatório equivalente de energia i , em [MWmed]; $EC_{t,i}$ é a energia controlável do reservatório equivalente de energia i no estágio t , em [MWmed]; $f_c(EAI_i)$ é o fator de correção para a energia controlável considerando a energia armazenada inicial do reservatório equivalente de energia i no estágio 1; $f_c(eaf_{t-1,i})$ é o fator de correção para a energia controlável considerando a energia armazenada do reservatório equivalente

de energia i no estágio $t - 1$; $EARMIN_i$ é a energia armazenada mínima do reservatório equivalente de energia i , em [MWmed]; $EARMAX_i$ é a energia armazenada máxima do reservatório equivalente de energia i , em [MWmed]; $GHMAX_i$ é a capacidade máxima de geração hidráulica do REE i , em [MWmed]; $GTMAX_j$ é a geração máxima da usina térmica j , em [MWmed]; $inter_{t,k,l}$ é o intercâmbio energético (importação) do subsistema k para o subsistema l no estágio t , em [MWmed]; $INTMAX$ é o intercâmbio energético (importação) máximo permitido entre dois subsistemas, em [MWmed].

Por fim, essa abordagem incluiu a variabilidade do Centro da Faixa, permitindo sua atualização de acordo com a disponibilidade de água no reservatório em cada estágio. Em outras palavras, caso haja grande disponibilidade de água, possibilitando o reservatório equivalente de elevar sua energia armazenada, o centro preferencial será a capacidade de armazenamento daquele REE; por outro lado, caso a disponibilidade de água seja baixa, obriga-se o REE de seguir o centro preferencial definido nas trajetórias. Essa representação pode ser encontrada, em [Gaio et al., 2023], na qual os autores explicitam com detalhes todo equacionamento matemático e lógicas para atualização do centro variável.

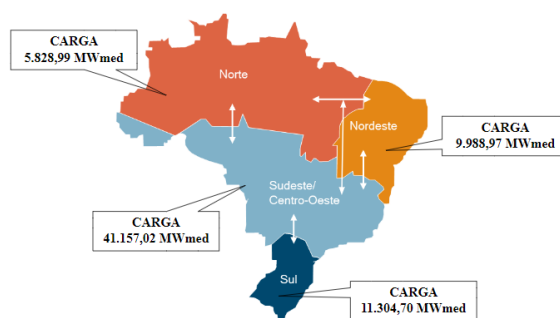
3. Simulações

3.1. Dados das Simulações

Para aplicação da metodologia proposta foi considerada a representação por completa do SIN, ou seja, todos os Reservatórios Equivalentes de Energia, usinas térmicas, subsistemas e intercâmbios energéticos foram considerados no planejamento de médio prazo desenvolvido neste trabalho. A representação do Sistema Interligado Nacional, no médio prazo, é feita considerando que todas as usinas hidrelétricas de uma determinada região brasileira são agregadas seguindo não só o critério geográfico mas, também, o acoplamento elétrico com os respectivos subsistemas, originando os chamados Reservatórios Equivalentes de Energia. Os subsistemas de energia são definidos a partir de grandes troncos de transmissão (intercâmbios) que possibilitam a interconexão sistêmica entre os quatro grandes blocos de carga (SE/CO, S, NE e N) e o nó fictício de Imperatriz.

O período de simulação escolhido corresponde desde janeiro de 1949 até dezembro de 1956 visto que esse período ficou marcado na história brasileira pela baixa disponibilidade de água, representando, assim, o período crítico [Müller e Bertol, 2013]. Além disso, as cargas consideradas foram baseadas na proporção entre capacidade instalada de térmica e geração hidráulica de cada subsistema conforme ilustra a Figura 2.

Figura 2: Cargas dos Subsistemas.



Finalmente, foi utilizada a biblioteca *PySDDP*, no Python, que faz a leitura dos decks utilizados no NEWAVE a fim de dar apoio ao planejamento de médio prazo. Assim, o *PySDDP*, ao ler esses decks, possibilita carregar dados como históricos de energia afluente por REE, dados de usinas hidrelétricas, de intercâmbios, etc. Essa biblioteca foi desenvolvida no âmbito do Programa

de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora cujo material de apoio pode ser encontrado em Silva et al. [2023].

3.2. Resultados das Simulações

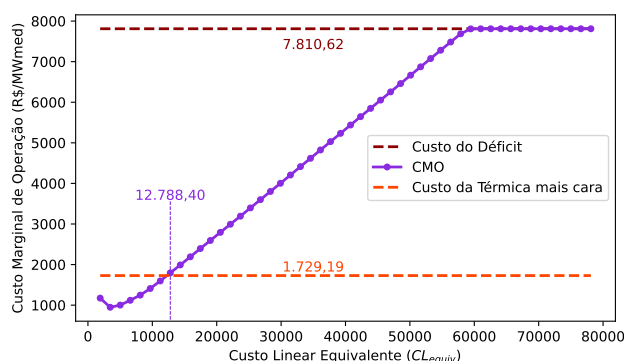
A função objetivo proposta, na Subseção 2.1, necessita de penalidades para a energia vertida, para os intercâmbios e também para as variáveis de energia armazenada devido à parcela quadrática. A penalidade definida para o intercâmbio, neste artigo, é de 0,1 R\$/MWmed a fim de que a troca energética seja feita, somente, para equilibrar excesso e falta de energia entre os subsistemas. Por outro lado, a penalidade do vertimento utilizada foi definida como sendo 10% acima do custo da usina térmica mais cara do SIN, correspondendo ao valor de 1.902,10 R\$/MWmed. Essa penalidade foi utilizada a fim de garantir que os REEs, ao estarem dentro das faixas preferenciais, não vertam água desnecessariamente para se manterem dentro da faixa, uma vez que o vertimento representa perda de geração hidráulica. Em outras palavras, com a penalidade do vertimento maior que o custo da usina térmica mais cara, pode-se garantir que térmicas devem ser acionadas para garantir os níveis dos REEs dentro de uma faixa segura. Além disso, a outra parcela que precisa ser bem definida é referente à penalidade equivalente linear (CL_{equiv}) advinda, implicitamente, da formulação quadrática. Caso essa parcela seja muito maior que o custo de déficit, por exemplo, o problema de otimização prioriza manter as energias armazenadas na faixa, gerando térmicas na capacidade total e também ocasionando déficits de energia para atingir esse objetivo, tornando impraticável essa aplicação. Por outro lado, se CL_{equiv} for muito menor que o custo de déficit, as trajetórias preferenciais não são levadas em conta, visto que os desvios quadráticos entre as trajetórias de referência e as energias armazenadas estarão com uma penalização menor frente às outras grandezas. Nesse sentido, faz-se necessária uma análise de sensibilidade no valor do custo linear equivalente advindo do desvio da meta de referência a fim de trazer equilíbrio entre a representação das trajetórias e despachos factíveis (atendimento da carga na sua integridade).

A Figura 3 ilustra a análise de sensibilidade para definir a penalidade CL_{equiv} . Para atingir tal objetivo, observou-se o comportamento do Custo Marginal de Operação (CMO), que é definido como o multiplicador de Lagrange associado à equação de atendimento à carga, quando essa penalidade foi variada desde a 1.902,10 R\$/MWmed até 10 vezes o custo de déficit. Percebe-se, na Figura 3, que quando o CL_{equiv} é maior que 12.788,40 R\$/MWmed, o CMO fica acima do custo da usina térmica mais cara, indicando pequenos déficits no despacho. De forma análoga, para valores muito maiores desse ponto, o CMO passa a ser o custo de déficit, indicando déficits mais relevantes e, portanto, impraticáveis. Assim, o valor escolhido para o CL_{equiv} corresponde à 50 % acima do custo de déficit, ou seja, 11.715,93 R\$/MWmed, assegurando que não haverá déficits para representação da faixa. Apesar dessa penalidade ser maior que o custo do déficit, garante-se que o despacho será factível sem a necessidade de cortes de energia.

Para avaliar o comportamento da metodologia, foram realizadas três simulações computacionais: a primeira consistiu em uma análise do despacho hidrotérmico desconsiderando as faixas operativas; a segunda é referente à programação quadrática utilizando o CL_{equiv} sendo 11.715,93 R\$/MWmed, conforme mencionado anteriormente; a última é relativa também à programação quadrática, porém considerando o CL_{equiv} sendo 10 vezes o custo de déficit de energia (78.106,20 R\$/MWmed).

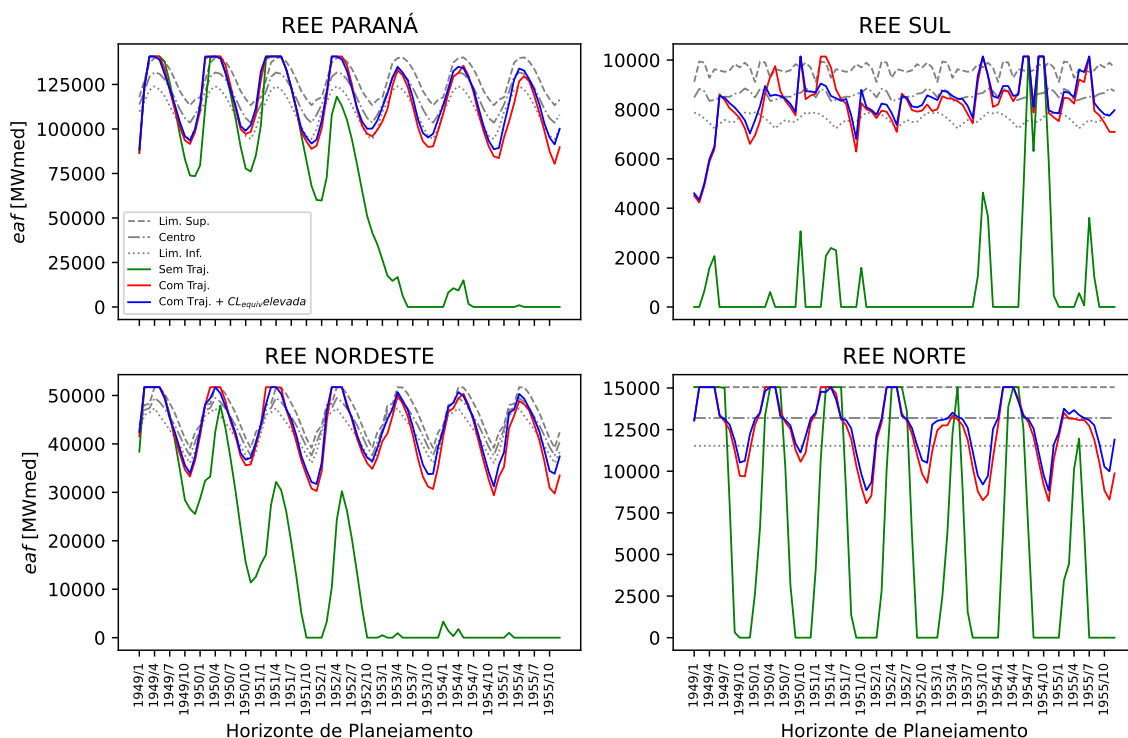
A Figura 4 apresenta as energias armazenadas finais (ef) dos REEs que possuem o maior número de usinas com reservatório de cada subsistema. Nos gráficos, é possível observar que a metodologia se mostrou eficaz em manter as EAFs dentro das trajetórias de referência para os REEs estudados para a maior parte do horizonte de planejamento. Isso se torna evidente ao comparar com a simulação sem trajetória (curvas verdes) onde as EAFs ficam abaixo dos Limites Inferiores em praticamente todo o período considerado enquanto as simulações que utilizam a metodologia pro-

Figura 3: Análise da parcela CL_{equiv} advinda da programação quadrática.



posta conseguem manter os níveis dos reservatórios bem próximos das trajetórias pré-estabelecidas. Nota-se, ainda, que a penalidade utilizada para o mínimo desvio da função objetivo impacta nos resultados de armazenamento, uma vez que quanto maior a penalidade (representada pelas curvas em azul) maior será a aderências ao centro da faixa enquanto uma penalidade menor (representada pelas curvas vermelhas) permite uma maior flexibilidade em relação ao armazenamento final. Ressalta-se que a simulação sem as trajetórias foi considerada apenas como ilustração, porque a metodologia vigente, a PDDE, considera mecanismos de aversão ao risco, como o CVAR, que não permite que os REEs sejam deplecionados assim como ocorre na simulação apresentada.

Figura 4: Energia Armazenada Final dos REEs com mais usinas com reservatório de cada subsistema.



A Tabela 1 apresenta os resultados das gerações hidráulicas totais de cada REE para a me-

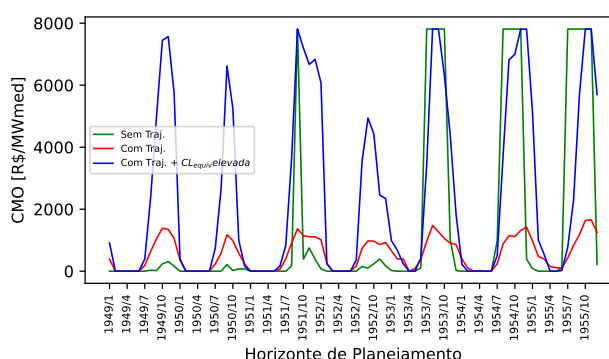
todologia em estudo e para a simulação sem trajetória. Nesse caso, o comportamento é oposto ao da energia armazenada, ou seja, os montantes mais elevados de geração hidráulica são os referentes à simulação sem as faixas operativas. Esse resultado é coerente e esperado, porque indica uma maior utilização dos reservatórios para a geração de energia do sistema por não apresentarem a restrição das faixas operativas. Em relação às simulações com trajetória, ambas apresentam montantes relativamente semelhantes e variam entre os resultados dos REEs devido às diferentes penalidades que foram aplicadas na função objetivo.

Tabela 1: Comparação dos resultados de Geração Hidráulica Total de todos os REEs em MWmed.

REE	Sem Traj. (MWmed)	Com Traj. (MWmed)	Com Traj. + CL_{equiv} elevada (MWmed)
SUDESTE	241.390,57	221.962,77	205.475,96
ITAIPU	0,00	0,00	0,00
MADEIRA	7.415,83	6.299,62	5.986,07
TPIRES	53.705,76	47.661,03	44.499,74
PARANA	1.151.143,10	1.019.340,75	995.191,92
PRNPANEMA	93.576,60	75.166,87	72.036,00
SUL	177.589,29	162.786,99	156.857,97
IGUACU	238.728,30	238.761,66	232.053,42
NORDESTE	444.161,60	390.407,42	374.997,46
NORTE	235.919,69	201.979,84	190.134,71
BMONTE	1.584,26	1.710,57	1.667,87
MAN-AP	5.969,79	3.249,65	2.797,94
TOTAL	2.651.184,79	2.369.327,17	2.281.699,06

O Custo Marginal de Operação (CMO) do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste é apresentado na Figura 5, onde se verifica, na parte inferior, as variações causadas pela ativação das usinas térmicas e os picos são indicativos de déficits de energia ao longo do período estudado. É relevante notar que déficits de energia ocorreram tanto no caso sem uso das trajetórias (em verde) quanto no caso com uso das trajetórias utilizando uma penalidade elevada (em azul), enquanto a simulação com a penalidade escolhida de acordo com a análise de sensibilidade (curva em vermelho) não houve nenhum caso de déficit de energia de forma que era priorizado obter energias armazenadas que saíssem da faixa operativa desejada em detrimento de se ter casos impraticáveis (déficits). Com isso, é perceptível a importância e a necessidade de se fazer uma avaliação para a efetiva definição das penalidades consideradas na função objetivo do problema.

Figura 5: Custo Marginal da Operação do Subsistema SE/CO.



Por fim, a Tabela 2 mostra os resultados dos tempos de processamento e dos custos totais

obtidos para as três simulações deste trabalho. No que diz respeito aos tempos de processamento, observa-se um menor tempo para a simulação sem as trajetórias e tempos semelhantes para ambas simulações que as consideram. Já para os custos totais, tem-se o maior valor para o caso sem trajetória seguido do caso com trajetória e penalidade elevada, fato que é justificado pelo gráfico do CMO mostrado previamente. Apesar de esta última ter apresentado mais picos de déficits na Figura 5, seus valores totais foram inferiores que os da simulação sem trajetória. Já a programação quadrática com trajetória e com penalidade escolhida pela análise de sensibilidade apresenta o menor custo total de operação. Isso ocorre devido ao fato desse caso priorizar que os reservatórios saiam da faixa operativa para evitar déficits de energia no sistema.

Tabela 2: Comparação entre os tempos computacionais e os custos de todas as abordagens estudadas.

Parâmetro	Sem Traj.	Com Traj.	Com Traj. + CL_{equiv} elevada
Custo Total [R\$]	1.552.722.921,65	261.892.360,75	470.583.839,68
Tempo de Processamento [s]	4,63	9,88	10,07

4. Considerações Finais

Este trabalho apresentou os resultados da resolução do problema de despacho hidrotérmico de médio prazo, incorporando trajetórias preferenciais por meio de uma abordagem quadrática que visa minimizar o desvio entre a energia armazenada e o centro da faixa operativa pré-estabelecida. Para isso, uma penalidade foi aplicada a essa parcela na função objetivo e uma análise de sensibilidade foi conduzida para determinar o valor apropriado para essa penalidade. Assim, simulações computacionais foram realizadas para o período crítico brasileiro sem o uso das trajetórias preferenciais e dois cenários com o seu uso, um dos quais considerando a penalidade determinada pela análise de sensibilidade e o outro com uma penalidade elevada.

Quanto à principal finalidade do estudo, obtiveram-se resultados satisfatórios, uma vez que a metodologia analisada conseguiu manter os Reservatórios de Energia Elétrica acima dos limites inferiores das trajetórias de referência durante a maior parte do horizonte de planejamento, apresentando montantes de energias armazenadas finais mais elevados do que a simulação sem trajetória. Consequentemente, percebeu-se que os resultados relativos às gerações hidráulicas foram inferiores para as simulações que utilizam as trajetórias preferenciais em sua abordagem, devido ao fato da simulação que não as utiliza deplecionar completamente os reservatórios.

Quanto aos déficits de energia, ficou evidente a importância de uma definição adequada da penalidade para o mínimo desvio. Isso porque, no caso com uma penalidade previamente analisada, foi possível obter uma política operativa que evitou déficits de energia no sistema, enquanto na simulação com um valor de penalidade elevado e naquela que desconsiderou o uso das trajetórias, o sistema apresentou casos de cortes de carga em vários meses do período de análise. Com isso, notou-se esse impacto nos resultados do custo total, visto que o menor valor foi alcançado no caso em que não houve déficits, ou seja, com a aplicação da metodologia proposta considerando uma penalidade baseada na análise de sensibilidade realizada.

Portanto, é possível verificar a eficiência e a aplicabilidade da metodologia para cumprir o objetivo proposto apresentando resultados satisfatórios para o problema de planejamento energético. Porém, nota-se a necessidade de explorar essa metodologia ainda mais, a partir de análises para obter os valores de penalidade ótimos para o problema e a realização da otimização através de usinas individualizadas.

Agradecimentos

Este artigo é resultado de uma parceria entre a Eletrobras/Furnas e a Universidade Federal de Juiz de Fora e recebeu apoio financeiro da ANEEL por meio do programa de P&D - CT.PD-

00394-2208/2022. Além disso, os autores gostariam de agradecer o apoio da FAPEMIG (APQ-02800-23), INCT INERGE, CAPES, CNPq e Universidade Federal de Juiz de Fora.

Referências

- Brandi, R. B. S., Marcato, A. L. M., Dias, B. H., Ramos, T. P., e Da Silva Junior, I. C. (2017). A Convergence Criterion for Stochastic Dual Dynamic Programming: Application to the Long-term Operation Planning Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(4):3678–3690.
- CEPEL. *Manual de Referência - Modelo Newave*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro, 2022.
- CEPEL (2024). Planejamento Hidrotermo-eólico: Etapas do Planejamento. URL https://see.cepel.br/manual/libs/latest/planejamento_hidrotermoeolico/etapas-planejamento.html.
- Conceição, W. C., Marcato, A. L. M., Brandi, R. B. S., da Silva Brandi, R. B., Passos Filho, J. A., e Junior, I. C. S. (2012). Nova Metodologia para Representação da Vazão Mínima Obrigatória em Sistemas Equivalentes no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos. In *Congresso Latino-Iberoamericano de Investigación Operativa e Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*.
- Duarte, V. S. (2002). Modelagem da vazão mínima obrigatória em problemas de planejamento da operação de longo prazo de sistemas hidrotérmicos interligados. Master's thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil.
- EPE (2024a). Matriz Energética e Elétrica. URL <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.
- EPE (2024b). Planejamento da Expansão - Geração do SIN. URL <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/planejamento-da-expans%c3%a3o>.
- Gaio, L. M., Kligerman, A. S., Marcato, A. L., Calabré, L., Moraes, R. A., Santos, A. H., e Mello, J. C. (2023). Uma Nova Visão da Operação e Formação de Preços do SIN. In *LVI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, São José dos Campos - SP*.
- Meira, E., Cyrino, F., e Iung, A. M. (2020). Modelagem e Previsão de Afluências em Reservatórios Equivalentes de Energia no Brasil por meio de Métodos Híbridos. In *LII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, João Pessoa - PB*.
- Müller, F. e Bertol, R. E. (2013). Análise da Indisponibilidade no MSUI 2. Permanência de Vazões Afluentes. *Anais do XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*. Bento Gonçalves.
- ONS (2020). *O Planejamento da Operação Energética no Sistema Interligado Nacional*. Artliber, São Paulo, 1 edition.
- ONS. *Construção da Curva Referencial de Armazenamento - CREF - Para o Ano de 2022*. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Rio de Janeiro, 2021.
- Silva, A. P., Marcato, A. L., Castro, A. L., Pinto, D. B., e Cunha, C. T. (2023). PySDDP: An Open-Source Python Tool Applied to the Operation Planning Problem in the Age of Energy Transition. In *2023 58th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, p. 1–6. IEEE.