

Aplicação do CVaR no Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional

Diana V. López Maldonado, *Aluna, UNILA*, Rafael J. de Andrade, *Engenheiro, ITAIPU Binacional* e Jorge J. Gimenez Ledesma, *Professor, UNILA*

Abstract— Over the last few years, rainfall in some of the main river basins that make up the Brazilian Interconnected System has been significantly below the historical average, in some of them for the year 2021; it was the worst value ever. In addition, with the advancement of the COVID-19 vaccination, economic activities began to resume, with an impact on system demand. To deal with the hydroelectric crisis and increased load, there was a greater need to activate thermoelectric power plants, in addition to energy importation and a set of operating restriction flexibilities. To provide greater security of energy supply, the NEWAVE model uses the Conditional Value-at-Risk (CVaR) criterion, where the cost of the most severe hydrological scenarios receives a greater weight. One difficulty of this methodology is the determination of the parameters that compose the CVaR criterion. This work aims to propose a pair of more risk-averse parameters capable of predicting and dealing with the characteristics of critical hydrological scenarios, such as those experienced in 2021. Hydroelectric and thermoelectric generation, thermal dispatch and Marginal Operating Cost were evaluate for the 2021 operating weeks. The behavior of the parameters in equilibrium and post-pandemic situation for the year 2022 was also evaluate. The results showed that by having more risk-averse parameters, the model effectively presents a greater sensitivity to unfavorable situations. The model was also effective in indicating the disconnection of the most expensive thermal power plants in the transition to the wet period and thus avoiding a more costly thermal dispatch.

Index Terms— Planning Models, Operation Planning, Optimization, NEWAVE, Risk Aversion, CVaR, Thermal Dispatch.

I. INTRODUÇÃO

DURANTE os últimos 20 anos o mundo vem experimentando perda de armazenamento de água terrestre de aproximadamente 1cm por ano [1]. A mudança climática e o crescimento da população têm gerado um aumento de enchentes, secas mais severas e outras dificuldades. Como consequência desse fato, em 2018 cerca de 3,6 bilhões de pessoas no mundo não tiveram acesso adequado à água potável e segundo projeções da Organização Meteorológica Mundial (*World Meteorological Organization - WMO*) em 2050 esse número poderia aumentar para 5 bilhões de pessoas [2]. Nesse contexto, a WMO propôs uma série de medidas visando melhorar aspectos como: uso da

água, aumento do investimento e integração das políticas hídricas e climáticas [3].

As fontes renováveis de energia representam, de um lado, uma alternativa para a mitigação das mudanças climáticas. De outro, por serem dependentes das condições climáticas, estão potencialmente sujeitas a impactos do próprio fenômeno que pretendem evitar [4].

O Brasil possui diferentes tipos de clima, condicionados por fatores de latitude e longitude, sendo possível evidenciar o clima equatorial, semiárido, tropical, tropical atlântico, tropical de altitude e subtropical. Destaca-se que a maior parte do território nacional se encontra localizada na zona tropical, que pode ser encontrada no Sul (uma porção do nordeste do Paraná), Sudeste (São Paulo e Minas Gerais), Centro-Oeste (com exceção do norte de Mato Grosso), em parte da região Nordeste, e em uma parte de Roraima no Norte. Este clima destaca-se pela presença marcante de duas estações do ano, uma seca e outra úmida. A estação seca, de maio a outubro, apresenta temperaturas médias amenas (entre 18°C e 30°C) com precipitações reduzias. A estação úmida, de novembro a abril, apresenta temperaturas mais elevadas (entre 25°C e 35°C) e presença constante de precipitações [5].

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul, Nordeste e Norte. As interligações existentes permitem reduzir os custos de operação, por meio do intercâmbio de energia entre os subsistemas. Também, aumentam a confiabilidade de fornecimento, pois as reservas se encontram repartidas entre eles [6].

O subsistema SE/CO possui uma predominância na concentração dos reservatórios, correspondendo a 69,7% do armazenamento total. Existe uma região denominada quadrilátero dos reservatórios, localizada entre os estados de Minas Gerais e Goiás, a qual concentra os principais reservatórios de regularização e responde por cerca de 65% da capacidade de armazenamento de energia na forma de água [7].

Alterações no regime de chuvas nessa região possuem consequências diretas na geração hidroelétrica do país.

Ao longo dos últimos anos, a precipitação em algumas das principais bacias hidrográficas integrantes do SIN tem se mostrado significativamente abaixo da média histórica. O déficit de precipitação acumulado nos últimos 10 anos em algumas bacias chega a alcançar um valor maior do que o total de chuva que ocorre em média em um ano nessas regiões. Em consequência, as vazões afluentes a essas usinas também têm se situado abaixo da média histórica, apresentando em algumas delas para 2021 o pior valor de todo o histórico [8].

D. V. López. M, Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil (e-mail: dvl.maldonado.2016@aluno.unila.edu.br).

R. J. de Andrade, ITAIPU Binacional, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil (e-mail: rafaelja@itaipu.gov.br).

J. J. Gimenez. L, Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil (e-mail: jorge.ledesma@unila.edu.br).

Diante do contexto hidrológico desfavorável, foram tomadas medidas que visavam preservar a segurança energética e minimizar o deplecionamento dos reservatórios. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em reunião extraordinária realizada em 16 de outubro de 2020, autorizou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a despachar geração térmica adicional, fora da ordem de mérito, por Garantia Energética¹ e realizar importação de energia sem substituição a partir da Argentina e do Uruguai [9].

A partir de março de 2021 foram implementados pelo ONS um conjunto de flexibilizações de restrições operativas, de defluência mínima em algumas usinas hidroelétricas, em especial para as localizadas na bacia do rio Paraná [8].

Adicionalmente, com o avanço da vacinação contra o COVID-19, as atividades econômicas começaram a ser retomadas, em especial a partir de maio de 2021 com impacto na demanda do sistema [10]. Tendo em conta que, a pandemia do coronavírus impôs uma redução do consumo de energia elétrica em 2020 de aproximadamente 5.000MWmed [11], por conta das restrições de circulação.

Para contornar a crise hídrica e a elevação da carga, houve maior necessidade de acionamento das centrais termoelétricas, que em 2021 passaram a representar 21% do total gerado, enquanto dois anos antes (pré-pandemia e crise hídrica) elas representavam apenas 13% [12]. O efeito imediato dessa ação foi a elevação do preço da energia elétrica, notado diretamente pela adoção da bandeira tarifária vermelha patamar 2 e que teve um reajuste de 52% no ano [13].

O montante térmico despachado foi bem superior ao indicado pelos modelos de planejamento da operação, evidenciando um descolamento destes em relação à realidade operativa.

Segundo [14] os modelos são uma aproximação da realidade, necessitando para esse fim, ser constantemente aperfeiçoados, uma vez que as condições operativas reais são dinâmicas e estão em constante transformação. Além disso, métodos e técnicas empregadas na modelagem evoluem conforme as necessidades do sistema.

Os modelos utilizados pelo Setor Elétrico Brasileiro têm recebido permanente aprimoramento, processo do qual participam todos os agentes. A calibração dos parâmetros de risco do Valor Condicionado a um dado Risco (CVaR) condiciona as decisões indicadas pelos modelos, pois permite atribuir um maior peso para os cenários hidrológicos mais críticos, e assim definir a melhor estratégia da operação com o menor custo total [15]. Ainda segundo [14], os atuais parâmetros podem não estar refletindo a percepção de risco dos agentes e, talvez, nem mesmo a percepção de risco do próprio operador do sistema.

Portanto, a cada ano são realizados estudos para avaliar os parâmetros do CVaR, com o objetivo de buscar aproximá-los a realidade operativa, tema este que será abordado na seção III.

Este trabalho tem como objetivo propor um par de parâmetros mais avesso ao risco, capazes de prever e lidar com as características de cenários hidrológicos críticos, como aquele observado no ano de 2021.

Para isso, serão utilizados modelos de planejamento da operação de médio e curto prazos, vinculados por meio de um processo iterativo e seguindo uma metodologia de operação sombra, em que os casos são reprocessados a cada mês. Será utilizado como base o caso oficial da Revisão Zero do Programa Mensal da Operação Energética (PMO), com CVaR (α, λ), estabelecido em (50, 35) para os anos de 2021 e 2022.

O estudo visa avaliar o impacto da recalibração dos parâmetros de aversão ao risco do CVaR, testando uma única proposta, que considera o peso máximo que o valor λ pode atingir, CVaR (50, 100). Serão realizadas comparações em termos de geração hidroelétrica, despacho térmico e Custo Marginal de Operação (CMO) por subsistema para as semanas operativa de 2021, comparando com o despacho térmico efetivamente realizado nesse ano.

Também, será avaliado o comportamento dos parâmetros propostos em situação de equilíbrio e pós-pandemia do ano 2022. Espera-se que os modelos se tornem mais avessos ao risco, o que poderia ser evidenciado pela redução na geração hidroelétrica e o aumento da geração térmica indicada para 2021, que levaria a uma menor necessidade de despacho adicional por Garantia Energética. Para o ano de 2022 espera-se que os modelos percebam a melhora do cenário hidrológico e indiquem um despacho térmico mais próximos ao caso oficial.

A contribuição desse trabalho está em sintetizar os assuntos relacionados ao tema, que por vezes encontram-se dispersos e não muito claros. A recalibração dos parâmetros proposta diferencia-se das já estudadas, por considerar peso máximo para os cenários hidrológicos mais severos.

O trabalho foi estruturado de forma a contextualizar os estudos relacionados a aplicação do CVaR no planejamento da operação. Apresenta uma proposta metodológica, resultados das simulações realizadas e conclusões.

II. ESTADO DA ARTE

Serão apresentados pesquisas e estudos, que servirão como material bibliográfico fundamental para a elaboração deste trabalho.

A primeira aplicação do CVaR para um problema hidrotérmico foi proposta em 2004 por [16], considerando um caso de dois estágios para otimização de portfólio de contratos de energia, vistos pela ótica de uma empresa geradora. Nesse trabalho foi recomendado o CVaR como uma medida de risco com excelentes propriedades matemáticas para o emprego em um problema de otimização.

Em 2011 [17] indicou a possibilidade de incluir o CVaR em problemas de planejamento hidrotérmico, considerando a atuação em vários estágios. O trabalho apontou que dado um nível adequado de aversão ao risco era possível reduzir a probabilidade de resultados ruins, guardando água nos reservatórios e conseqüentemente, reduzindo os custos nos cenários mais caros e o risco de corte de carga.

Estações chuvosas desfavoráveis entre 2011 e 2013 exigiram um despacho térmico bem acima do indicado pelos modelos computacionais [18]. Diante dessa situação, o Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) indicou a necessidade do desenvolvimento e implementação de

¹ Geração térmica despacha atendendo decisão do CMSE, visando garantir o suprimento energético [35].

metodologias para internalização de mecanismos de aversão ao risco, nos programas computacionais [19]. O que teve como consequência a adaptação destes, para conter a nova metodologia (CVaR). Antes da sua implantação, foram requeridos testes, concluindo que o CVaR apresentava bom desempenho [15], [20]. Dessa forma, o Despacho da ANEEL N° 2.978, de 27 de agosto de 2013, aprovou o uso do modelo NEWAVE com a adoção do CVaR habilitado, adotando o par (50, 25) para esse ano [21].

Em 2014, [22] apresentou um estudo sobre a abordagem direta para a implementação do CVaR aplicada ao problema do planejamento da operação hidrotérmica de médio prazo. Nele avaliaram diferentes combinações de parâmetros α e λ , aplicados ao PMO e no Plano Decenal da Expansão de Energia (PDE) levando em consideração geração térmica, déficit de energia, armazenamento dos reservatórios, CMO e vertimento de energia. Eles perceberam que com a implantação do CVaR a Função de Custo Futuro (FCF) foi mais avessa ao risco, resultando em níveis de preço e de geração térmica que refletiram de forma mais adequada as condições de operação do SIN. Com base neste estudo a ANEEL aprovou a nova versão do modelo NEWAVE em 2013.

Em 2015, [23] apresentou um estudo similar aquele de 2014, mais neste, além do processo ser aplicado ao PMO e PDE, também foi incorporado um estudo de caso de leilões de energia, utilizado para definir os valores de garantia física. Tiveram como resultado que a mesma opção de CVaR selecionada, (50, 25), para os casos de PMO e PDE, seria a adequada para utilização em leilões, fornecendo aumento na segurança do fornecimento de energia com custos de operação do sistema compatíveis.

A Portaria N° 41, de 7 de fevereiro de 2017, atualizou os parâmetros do CVaR para $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$. Passando a ser adotado no planejamento e programação da operação a partir da primeira semana operativa de maio de 2017, e com efeito imediato no planejamento da expansão [24].

Em 2017, [25] apresentou um estudo realizado para o PMO de fevereiro de 2017, onde foram comparados os valores oficiais do CVaR adotados nos anos de 2013 e 2017, junto com dois pares de valores de CVaR de teste. Onde um deles apresenta valor zero na variável dos custos dos cenários hidrológicos mais críticos (λ), e o segundo considera o valor máximo para eles. No trabalho são avaliados CMOs, riscos de Déficit para cada subsistema e energia armazenada. Ao final do estudo, é destacada a influência direta do parâmetro λ no CMO, tendo diminuição ou aumento do custo futuro da energia, além de afetar diretamente a confiabilidade do sistema.

Em 2019, foi realizada uma primeira consulta pública (CP/MME N° 74 de 10/06/2019), onde a Comissão Permanente para Análises de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) apresentou a consolidação das contribuições relativas aos parâmetros do CVaR realizadas pelo ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Foram avaliados diversos pares de CVaR, sendo indicados os pares (50, 30), (50, 35), (50, 40), e (50, 45) como potenciais a serem indicados, sendo decidido adotar o par (50, 35) como aquele que atendeu ao critério de menor CMO [26].

Em 2021 a segunda consulta pública foi realizada (CP/MME N° 109 de 22/07/2021), onde a CPAMP apresentou a consolidação das contribuições relativas aos parâmetros do CVaR realizadas pela CCEE. Nela, cinco contribuições se manifestaram a favor da

utilização do par (25, 45), onze contribuições indicaram manter o par (50, 35) e três indicaram o par (50, 50). A CPAMP deliberou por manter (a partir de janeiro de 2021) os parâmetros do CVaR que estavam sendo utilizados desde 2020, ou seja o par (50, 35) [27], [28].

Em 2022, realizou-se a consulta pública mais recente (CP/MME N° 121 de 10/02/2022), onde a CPAMP apresentou um estudo bem detalhado para recalibração do CVaR, considerando os impactos nos processos de planejamento da operação, formação de preço e cálculo de Garantia Física. Utilizou simulações encadeadas de NEWAVE e DECOMP no período dezembro de 2015 a dezembro de 2021 e estudos prospectivos com a Curva Referencial de Armazenamento (CRef). Foram avaliados diversos pares de CVaR, sendo indicados os pares (25, 35), (25, 40), (25, 45) e (25, 50) como potenciais a serem indicados, sendo apontado o par (25, 40) como o que atendeu ao critério de menor Custo Total [29]. Após avaliação das contribuições recebidas, a CPAMP decidiu adotar o par de CVaR (25, 35), para uso oficial a partir de janeiro de 2023 [30].

Sintetizando as pesquisas que foram apresentadas, [16] e [17] caracterizam-se por conter a metodologia matemática que compõe o CVaR. As referências [21], [24], [26], [27], [28], [29] e [30] são estudos realizados por entidades governamentais, para determinar o par oficial do CVaR que se utilizou no planejamento da operação. Elas buscaram representar a solução ótima, que garantisse a suprimimento da carga com o menor custo de operação, tentando aproximar os resultados dos modelos à realidade operativa.

Os artigos [22] e [23] foram desenvolvidos pela mesma equipe de pesquisadores, sendo o segundo complementar ao primeiro, por tanto utiliza a mesma metodologia para determinação do par CVaR mais adequado, que cumpria com as limitações estabelecidas nesses estudos.

Vale também destacar o estudo [25], que além de ter utilizado dados de [21] e [24], considerou dois pares de CVaR adicionais, o que ajudou a confirmar a importância desse mecanismo para o planejamento da operação.

Em relação às referências apresentadas, o presente trabalho visa sintetizar a aplicabilidade do CVaR no setor elétrico, que por vezes encontra-se dispersa e não muito clara. A recalibração dos parâmetros proposta, diferencia-se das já estudadas, pois além de considerar peso máximo para os cenários hidrológicos mais severos foi desenvolvida em um momento de crise hídrica e aumento da demanda no sistema, situações que não haviam sido evidenciadas tão fortemente nos estudos anteriores.

III MARCO TEÓRICO

Serão apresentados conceitos teóricos, fundamentais para o entendimento da pesquisa apresentada.

A. Planejamento da Operação

A estratégia da operação tem como principal objetivo minimizar o Custo Total em todo o horizonte de estudo, visando definir as melhores estratégias de geração hidroelétrica e termoeletrica. [18].

O Custo Total envolve a soma dos custos variáveis de todos os recursos utilizados (geração + Custo de Déficit), é conformado por duas parcelas: Custo Imediato e Custo Futuro,

como observado na Fig. 1. O primeiro refere-se as decisões que estão sendo tomadas no momento e o segundo, aquelas tomadas no futuro que igualmente são influenciadas pelas decisões tomadas no presente, como consequência da interdependência temporal das hidroelétricas. A curva de Custo Futuro também é denominada Função de Custo Futuro (FCF) [18].

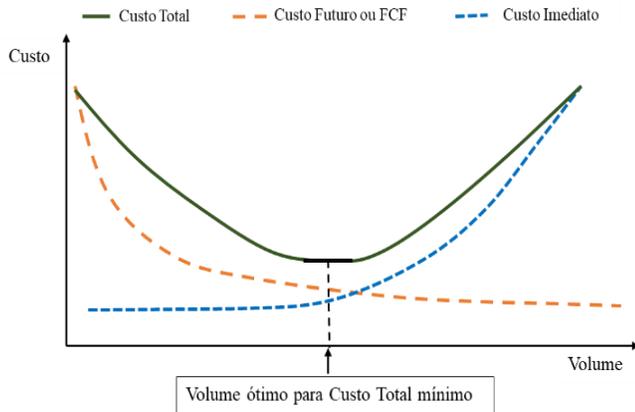


Fig. 1. Curvas de Custo Imediato e Custo Futuro, em relação ao nível de armazenamento ao final do mês.

O planejamento da operação é fundamental para assegurar o abastecimento de energia com o melhor custo-benefício e menor impacto socioambiental. Ele busca propor soluções nas áreas que envolvem o setor elétrico visando prever necessidades no futuro [31].

Dessa forma, as atividades de programação da operação têm por base as estratégias de operação definidas no planejamento, com informações atualizadas sobre o cronograma de expansão da geração e transmissão, nível de armazenamento dos reservatórios, entre outros. Essas informações são agrupadas em estudos de otimização e simulação da operação, conforme exemplos apresentados a seguir [32].

1) Programa Mensal de Operação Energética - PMO

O PMO é uma reunião coordenada pelo ONS, com a participação dos agentes do setor elétrico. Estabelece políticas de geração hidrotérmicas e intercâmbio entre os subsistemas, incorporando informações meteorológicas, previsão de carga e de afliências. É revisado e atualizado semanalmente [33], onde a primeira revisão é chamada de Revisão Zero (RV0) e o número de revisões dependerá das semanas operativas de cada mês. A primeira semana operativa do mês começa às 0h do primeiro sábado e finaliza às 24h da sexta-feira subsequente [34].

O PMO utiliza como base os resultados dos modelos NEWAVE e DECOMP [33]. Fornece metas e diretrizes a serem seguidas pela Programação Diária da Operação Eletroenergética (PDO) e pela Operação em Tempo Real [32].

2) Programação Diária da Operação Eletroenergética - PDO

O PDO tem como propósito a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio do suprimento, nas melhores condições elétricas e energéticas, econômicas e com a maior segurança operacional possível, atendendo as demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes. Também, são estabelecidos os motivos de despacho das usinas termoeletricas, que terão impacto nos processos de contabilização da energia [35].

B. Modelos de Planejamento da Operação

Os modelos visam determinar a estratégia de geração hidrotérmica, com a finalidade de atender à demanda e minimizar o valor esperado do Custo Total [36].

Destaca-se que quando maior o horizonte de planejamento, menor será o nível de detalhamento do sistema, o que carrega maiores incertezas nos seus resultados, Fig. 2 [37].



Fig. 2. Modelos de planejamento da operação.

A seguir, uma breve descrição dos modelos computacionais utilizados no planejamento da operação, destacando suas principais características.

1) NEWAVE

O modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazos – NEWAVE, dá suporte ao planejamento da operação do sistema hidrotérmicos nacional. Representa o parque hidroelétrico de forma agregada em Reservatórios Equivalentes de Energia (REE) e o cálculo da política de operação baseia-se em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [38]. Encontra-se sujeito a vazões estocásticas, que representam de forma equivalente os subsistemas dentro do SIN. Seu principal resultado é a formulação da FCF, e, conseqüentemente, dos impactos da utilização da água armazenada nos reservatórios [36].

2) DECOMP

O modelo de Determinação da Coordenação a Curto Prazo - DECOMP, foi desenvolvido para a otimização do planejamento da operação a curto prazo de um sistema hidrotérmico sujeito a afliências estocásticas [39]. Apresenta discretizações em patamares de carga para as semanas operativas do primeiro mês, utiliza afliências determinísticas fornecidas por um modelo de previsão de vazões. Utiliza a FCF obtida no NEWAVE e um conjunto de informações sobre carga, vazões, disponibilidade, limites de transmissão entre subsistemas, entre outras [18], [36], [39].

O DECOMP é utilizado no PMO, e seus resultados são a base para os estudos do modelo DESSEM.

3) DESSEM

O DESSEM é um modelo de otimização que tem como principal objetivo determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos, incluindo as fontes intermitentes, com representação detalhada das características e restrições operativas das usinas hidroelétricas, unidades geradoras termoeletricas e rede elétrica. Além disso, permite obter o CMO em relação de meia hora, por barra ou submercado, que são utilizados como base para formação do preço de liquidação das diferenças calculado pela CCEE (PLD). O DESSEM se acopla ao final do horizonte, com a FCF fornecida pelo DECOMP, que por sua vez acopla-se àquela calculada pelo NEWAVE [40].

Por receber do modelo DECOMP a FCF, a política operativa indicada pelo DESSEM aponta para a mesma direção, ou seja, em termos de médias semanais os resultados são significativamente parecidos.

C. Valor Condicionado a um dado Risco - CVaR

A aplicação do CVaR (α , λ) visa dar um maior peso aos cenários hidrológicos mais críticos, na construção dos cortes da FCF no cálculo da política operativa. Assim, na função objetivo, minimiza-se o valor esperado do Custo Total com um determinado peso ($1-\lambda$) considerando uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso λ [15],[41].

O conjunto dos cenários hidrológicos mais críticos é identificado pelo parâmetro α . Este parâmetro está associado ao percentual do total dos cenários de um determinado período que será considerado com custo adicional na função objetivo [15],[41]. Como observado na Fig. 3 em vermelho.

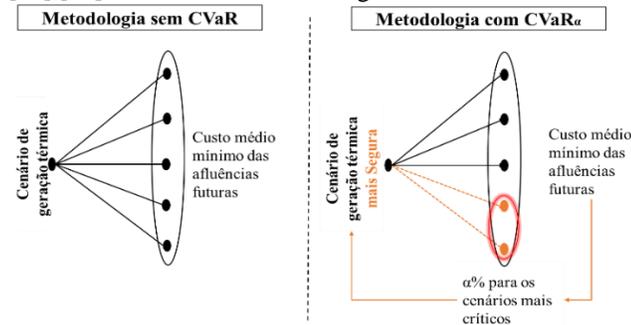


Fig. 3. Aplicação do CVaR na metodologia de planejamento.

A incorporação do CVaR no modelo NEWAVE, atua no módulo que determina a política de operação mais econômica, incorporando na função objetivo termos referentes ao CVaR [15],[41]. Em (1), apresenta-se o cálculo do corte representativo da abordagem avessa ao risco. O qual, contém uma ponderação entre o corte médio e corte médio dos $\alpha\%$ cenários mais críticos, representados pelos cenários com custo de operação mais elevados [42].

$$\overline{corte_cvar}_t^j = (1 - \lambda) \overline{corte}_t^j + \lambda \overline{corte_a}_t^j \quad j = 1, \dots, m \quad (1)$$

Onde: $\overline{corte_cvar}_t^j$ é o corte representativo do j -ésimo estado para o caso avesso a risco com parametrização (α , λ), tal que, $\lambda \in [0,1]$ e $\alpha \in (0,1]$, \overline{corte}_t^j é o corte médio do j -ésimo estado (considerando todos os cenários - backward), $\overline{corte_a}_t^j$ é o corte médio do conjunto dos $\alpha\%$ cenários mais críticos, e m é o número de estados visitados (cenários forward) num instante t .

Na Fig. 4 é representado o processo de cálculo de um corte representativo para um caso avesso ao risco.

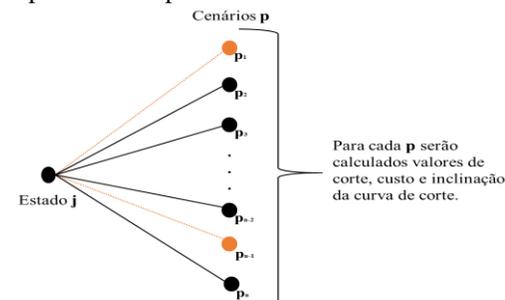


Fig. 4. Cortes da metodologia com CVaR.

Em síntese, o CVaR atua selecionando os α cenários mais críticos, dentro daqueles gerados pelo modelo, e estabelece um peso λ que será aplicado na formação dos cortes (etapa backward), que conseqüentemente levarão a construção da FCF. Os estados que o modelo leva em conta são aqueles mais representativos, que correspondam a soluções de menor custo.

Na etapa de calibração, os valores dos parâmetros α e λ estão associados ao maior ou menor grau de aversão a risco que se deseja adotar [15]. Uma dificuldade importante da aplicação do CVaR é a determinação desses parâmetros. A política operativa se torna tanto mais avessa ao risco quanto mais o valor de λ se aproximar de 1, e quanto mais o percentual α se aproximar de Zero [43].

No modelo NEWAVE, o mecanismo de aversão a risco do CVaR é normalmente utilizado nas simulações, onde atribui-se valor 1 no arquivo DGER.dat, Fig. 5.

```

MODIF.AUTOM.ADTERM 1 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA)
CONSIDERA GRMIN 1 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA)
S.F. COM DATA 0
GER.PL# E NV1 E NV2 0 0 0 0 0 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA)
SAR 0 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA)
CVAR 1 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA CTE TEMPO, =2 CONSIDERA VARIAVEL NO TEMPO)
CONS.ZSUP MIN. CONV. 0 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA)
DESCONSIDERA VZMIN 0 (=0 NAO , =1 SIM)
RESTRICOES ELETRICAS 1 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA)
SELECAO DE CORTES 1 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA)
JANELA DE CORTES 0 (=0 NAO CONSIDERA , =1 CONSIDERA)

```

Fig. 5. Representação do CVaR no NEWAVE no arquivo DGER.dat.

Já, os valores dos parâmetros do CVaR, são inicializados no arquivo de mesmo nome (CVAR.dat). Estes podem ser constantes em todo o período de planejamento, ou variáveis, conforme indicado no arquivo DGER.dat. Na Fig. 6 observa-se as atribuições dos parâmetros α e λ adotados nos anos de 2021 e 2022.

```

VALORES CONSTANTE NO TEMPO
ALF.X LBD.X
50.0 35.0
VALORES DE ALFA VARIÁVEIS NO TEMPO
JAN.X FEV.X MAR.X ABR.X MAI.X JUN.X JUL.X AGO.X SET.X OUT.X NOV.X DEZ.X
2022 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2023 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2024 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2025 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2026 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
POS 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VALORES DE LAMBDA VARIÁVEIS NO TEMPO
JAN.X FEV.X MAR.X ABR.X MAI.X JUN.X JUL.X AGO.X SET.X OUT.X NOV.X DEZ.X
2022 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0
2023 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0
2024 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0
2025 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0
2026 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0
POS 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0 10.0

```

Fig. 6. Atribuição dos valores de Alfa e Lambda no arquivo CVAR.dat.

A metodologia CVaR também pode ser aplicado no modelo DECOMP de forma similar ao modelo NEWAVE, dando um peso maior aos $\alpha\%$ cenários mais críticos do 2º mês para calcular a FCF para o 1º mês [34], [39], [41]. No momento esta função não está habilitada.

IV. METODOLOGIA

A cada ano a CPAMP avalia as condições do sistema e faz estudos que visam propor parâmetros do CVaR mais próximos a realidade operativa. Durante o ano 2021, presenciou-se a crise hídrica junto com o aumento da carga no sistema, o que provocou uma preocupação no atendimento da demanda no sistema elétrico. Nesse cenário, pode-se apontar que a calibração dos parâmetros do CVaR não estava aderente às necessidades do sistema, o que pode ser evidenciado pela elevação dos custos de energia, necessidade de despacho térmico por GE, térmicas despachadas por períodos extensos, diminuição considerável nos níveis de armazenamento nos reservatórios das hidroelétricas, entre outras.

Para avaliar o impacto nos resultados do PMO da alteração dos parâmetros do CVaR (α , λ), mais avesso ao risco (50, 100), em termos percentuais, sendo comparados com os dados oficiais obtidos a partir do CVaR estabelecido para os anos de 2021 e 2022 (50, 35) e aplicando uma sistemática de operação sombria, na qual os casos a serem estudados são reprocessados considerando dados oficiais com mudanças decorrentes de alguma alteração metodológica, onde os valores obtidos são comparados com aqueles do original para avaliar o impacto da alteração realizada. A diferença da operação encadeada, em que a entrada de dados do mês seguinte é o resultado da simulação do mês anterior, não os dados oficiais [44]. Isto, para verificar se um valor de CVaR mais restritivo poderia auxiliar na tomada de decisões frente ao cenário de crise evidenciado.

Devido às características do estudo, foi necessário realizá-lo em etapas subsequentes, que serão apresentadas a seguir:

Etapa 1: Pesquisa bibliográfica

Compilação de estudos relacionados ao tema, que pudessem ajudar no entendimento e elaboração do trabalho.

Etapa 2: Download dos arquivos

Aquisição dos dados oficiais que foram utilizados no planejamento da operação do sistema no ano de 2021. Foram obtidos pelo sistema SINtegre do ONS, as seguintes informações [45]:

- Arquivos “Deck NEWAVE Definitivo” de cada mês de 2021 até dezembro 2022; e
- Arquivos “Deck e Resultados DECOMP – Valor Esperado” de cada revisão RV0 do PMO de todos os meses de 2021 e até dezembro de 2022.

No final dessa etapa, obteve-se os 24 arquivos mensais do NEWAVE e os 24 arquivos de RV0 do DECOMP que foram utilizados no trabalho.

A seguir, na Fig. 7, apresenta-se um fluxograma que sintetiza as etapas da metodologia utilizada no trabalho.



Fig. 7. Fluxograma representativo da metodologia do trabalho.

Etapa 3: Alteração do CVaR nos arquivos do NEWAVE

Visando avaliar o impacto da recalibração dos parâmetros de aversão ao risco do CVaR, este trabalho propôs o par $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 100\%$ para todo período de estudo (Fig. 8). Esse faz com que seja dado peso máximo para as piores séries hidrológicas, uma vez que quanto maior o valor de Lambda, mais avesso ao risco o modelo se torna.

VALORES CONSTANTE NO TEMPO			
ALF. x	LBD. x		
50.0	100.0		

Fig. 8. Representação dos valores de Alfa (α) e Lambda (λ) utilizados no trabalho.

Etapa 4: Processamento de dados no modelo NEWAVE

Para poder comparar os resultados, é preciso que os casos tenham sido processados com a mesma versão do modelo NEWAVE do caso oficial. Assim, para este trabalho foi dada atenção a esse ponto.

No final dessa etapa, tem-se um conjunto de arquivos que serão a base para o processamento dos dados do modelo DECOMP. Ressaltando os arquivos “cortes.dat e cortesh.dat”, que representam a FCF que será acessada pelo DECOMP.

Etapa 5: Processamento de dados no modelo DECOMP

Aos arquivos obtidos do ONS, são adicionados os arquivos cortes.dat e cortesh.dat resultado do processamento de dados do modelo NEWAVE.

Assim como no NEWAVE, para poder comparar os resultados com o caso oficial, é preciso que tenham sido processados com a mesma versão. De esta forma, para este trabalho esse ponto também foi considerado.

No final dessa etapa, tem-se um conjunto de arquivos que serão utilizados para realizar a análise de dados e a comparação com o caso original.

Este processo é realizado para cada um dos arquivos de revisão RV0 do PMO de 2021 e 2022 que foram adquiridos na segunda etapa.

A principal dificuldade durante a elaboração desse trabalho foi no momento de processar os dados no modelo DECOMP, pois, não houve convergência do caso para alguns meses do ano de 2021 e 2022, devido ao não atendimento de algumas restrições associadas a desvio de água de usinas hidroelétricas, limites elétricos e de defluência mínima. Nessas situações foram necessários realizar flexibilizações (ajustes nos dados de entrada) para que os casos fossem viáveis. Destaca-se que as modificações foram mínimas e de pequeno impacto, além de não comprometerem os resultados obtidos.

Ressalta-se que o comparativo se limitou aos resultados do DECOMP, não sendo avaliados o impacto consequente no DESSEM.

V. RESULTADOS

Para avaliar o impacto nos resultados do PMO da alteração dos parâmetros do CVaR, foram analisados os dados oficiais estabelecidos para o ano de 2021 e 2022 que considera o par (50, 35), com um par mais avesso ao risco (50, 100), proposto nesse trabalho.

Foram realizadas as seguintes comparações, para as semanas operativa de 2021 e 2022:

- Geração hidroelétrica por subsistemas e SIN;
- Geração térmica;
- CMO por subsistema; e
- Despacho térmico efetivamente realizado no ano.

A. Geração Hidroelétrica por subsistema

1) Subsistema SE/CO

A inserção de parâmetros de aversão ao risco mais severos provocou uma redução na geração hidroelétrica desse subsistema em 2021 (curvas destacadas em azul na Fig. 9), notadamente no mês de janeiro - linha tracejada (a) da Fig. 9 - com uma diferença de 2.300MWmed, onde o caso oficial e modificado alcançam valores médios de 36.084MW e 33.784MW, respectivamente. Entre outubro e novembro - linha tracejada (b) da Fig. 9 - a geração média foi 1.942MW inferior,

sendo 28.923MW no caso oficial e 26.981MW no modificado. Estes períodos foram aqueles em que a necessidade energética foi maior por conta da alta demanda. Em termos anuais, observou-se uma geração média de 28.623MW para o caso oficial e 28.025MW para o caso modificado, o que resulta numa redução média de 598MW, 2,1% em relação ao caso oficial.

Em 2022 (curvas vermelhas), com o transcurso do período úmido, no início do ano, o modelo ainda percebia a necessidade de poupar água entre janeiro e fevereiro - linha tracejada (c) da Fig. 9 - o que gerou uma diminuição na geração de 1.614MWmed. Essa ação foi requerida para recuperar os reservatórios que ainda estavam com níveis de armazenamento mais baixos.

Com a recuperação dos reservatórios ao longo do período úmido, nota-se que o modelo apresentou um aumento de geração hidrolétrica entre julho e agosto de 2022 - linha tracejada (d) da Fig. 9 - sendo de 2.071MWmed em relação ao caso oficial. Isto sucede pela redistribuição de geração com o subsistema Nordeste.

A linha tracejada (e) indica outra redistribuição de geração hidrolétrica, esta vêz com o subsistema Sul no mês de abril de 2022, realizada pelo modelo como resposta das condições hidrológicas favoráveis do subsistema SE/CO.

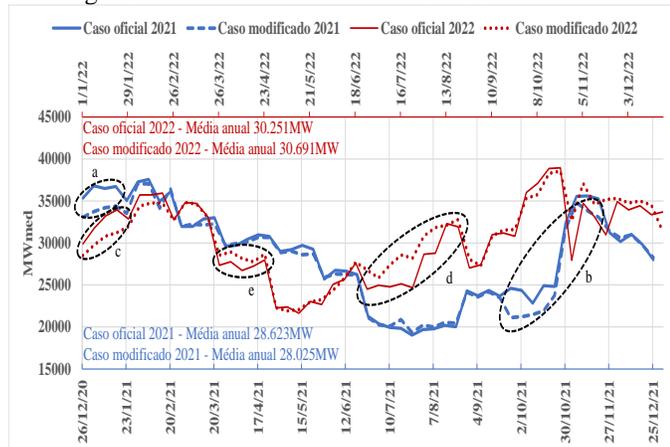


Fig. 9. Geração hidrolétrica subsistema SE/CO.

Durante o ano de 2022 com a melhora das condições hidroenergética e a recalibração dos parâmetros, o modelo utilizou um pouco mais os reservatórios do SE/CO. Tendo uma geração média de 30.251MW para o caso oficial e 30.691MW para o caso modificado, o que resulta num aumento médio de 487MW, 1,6% em relação ao caso oficial, evidenciado nos comportamentos das curvas.

2) Subsistema Sul

No ano de 2021, o destaque na geração hidrolétrica foi na sua redução no mês de julho, indicado na linha tracejada (a) na Fig. 10, com uma diferença de 2.114MWmed, onde os casos oficial e modificado alcançam valores médios de 9.222MW e 7.108MW, respectivamente. Isto é um indicador de que o modelo ainda percebe a necessidade de guardar água para preservar níveis de armazenamento neste período crítico.

O comportamento das curvas de 2021 indica que o modelo tenta reduzir a produção de energia, principalmente durante o período seco, pelo que ao final do ano os dados apresentaram uma geração anual média de 6.630MW no caso oficial e

6.234MW para o caso modificado, tendo uma diminuição de 396MWmed, o que corresponde ao 6,0% em relação ao caso oficial.

A diferença do ano de 2021, em 2022 as curvas mostraram um padrão de comportamento parecido, onde apresentassem valores médios anuais próximos, o caso oficial com 7.980MW, perto ao valor médio anual do caso modificado 7.885MW, o que gera uma diminuição de 105MWmed, 1,3% em relação ao caso oficial. Neste ano ressalta-se à redução ocorrida no mês de abril - linha tracejada (b) na Fig. 10 - com uma diferença de 1.386MWmed, o que resultou pela redistribuição de geração de energia com relação ao subsistema SE/CO.

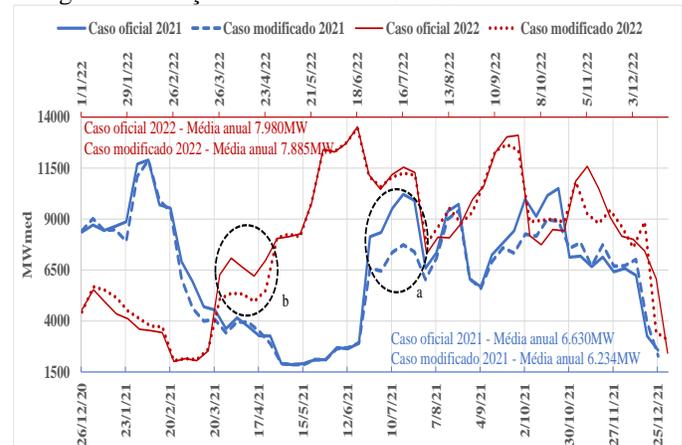


Fig. 10. Geração hidrolétrica subsistema Sul.

3) Subsistema Nordeste

A região Nordeste foi a que mostrou as maiores diferenças, com uma redução de 3.400MWmed no mês de outubro - linha tracejada (a) da Fig. 11 - pico do período seco desse subsistema. Na média anual o valor também foi o menor, com 525MWmed, o que corresponde ao 13,2% em relação ao caso oficial. Isto evidencia que para o ano de 2021, o modelo ficou mais avesso ao risco em cenários de menores afluências.

O ano de 2022 comporta-se de forma particular, o caso modificado obteve 422MWmed a menos, com relação ao caso oficial (que corresponde ao 9,5% menor), como consequência da redução nos meses de julho e agosto - linha tracejada (b) da Fig. 11 - essa diferença corresponde ao aumento indicado para o SE/CO, evidenciado que a recalibração dos parâmetros pode levar a uma redistribuição na geração hidrolétrica, mas que o modelo tende a não despachar mais térmica quando não é requerida.

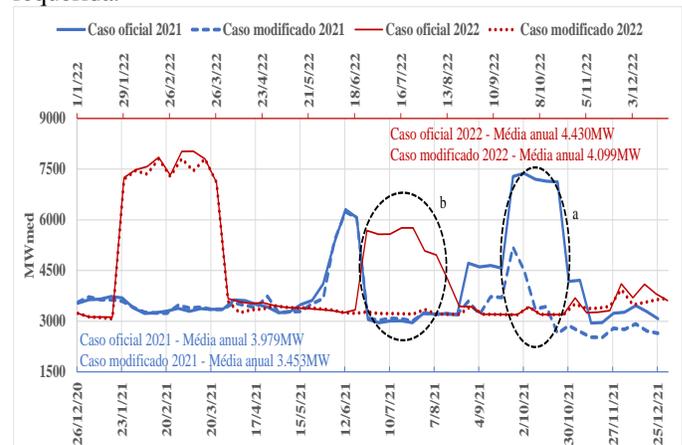


Fig. 11. Geração hidrolétrica subsistema Nordeste.

4) Subsistema Norte

Para este subsistema as curvas dos anos 2021 e 2022 apresentaram perfis similares. O ano de 2021, o caso oficial indicou um valor anual de 9.851MWmed e para o caso modificado 9.807MWmed (o que corresponde a 0,4% menor). Valores parecidos foram evidenciados para o ano de 2022, onde 10.478MWmed correspondeu ao caso oficial e 10.324MWmed ao caso modificado (o que corresponde a 1,6% menor com relação ao caso oficial). Estes resultados são efeito do comportamento sazonal das aflúncias desse subsistema, que a cada ano repleciona e depleciona seus reservatórios, tendo menor incerteza associada a esse perfil hidrológico. Na Fig. 12 podem ser observados os comportamentos mencionados anteriormente.

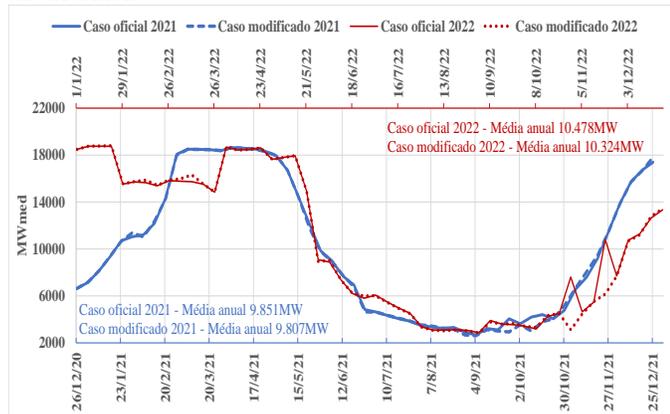


Fig. 12. Geração hidroelétrica subsistema Norte.

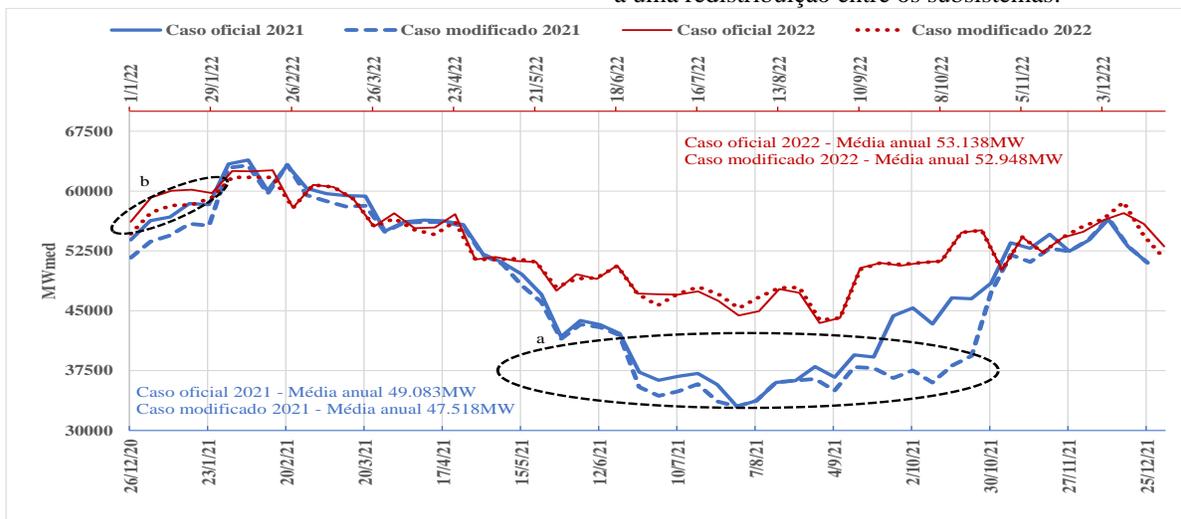


Fig. 13. Geração hidroelétrica do SIN.

C. Geração Térmica do SIN

A alteração do fator de risco CVaR também gerou alterações na geração térmica do SIN, causando um aumento anual desta para os anos de 2021 e 2022. Destacam-se os meses de setembro e outubro de 2021 - linha tracejada (a) da Fig. 14 – foi o pico do período seco, pelo que o modelo continuou percebendo a necessidade de indicar mais térmicas a serem despachadas por ordem de mérito de custo.

Como comparativo, nesse mesmo período a geração térmica realizada pelas usinas que possuem representação individualizada nos modelos (usinas despachadas pelo ONS) foi de 17.299MWmed, sendo 8.006MWmed por garantia de segurança energética [46].

B. Geração Hidroelétrica no SIN

Na Fig. 13, observa-se que a alteração dos parâmetros de risco CVaR teve como consequência uma menor geração hidroelétrica na maior parte dos anos 2021 e 2022.

Para 2021, tem-se que o caso modificado aponta uma redução na geração hidroelétrica de 1.564MWmed, o que corresponde a 3,2% em relação ao caso oficial. Esse resultado foi consequência principalmente, da baixa produção de energia elétrica nos subsistemas SE/CO, Sul e Nordeste. A redução mais significativa da geração hidroelétrica no SIN ocorreu durante o período seco de maio a outubro, o qual observar-se na linha tracejada (a) da Fig. 13.

Para o ano de 2022, a alteração dos parâmetros do CVaR, teve menor impacto quando comparado ao ano de 2021, o caso modificado com uma redução média de 211MW, que corresponde a 0,4% em relação ao caso oficial. Isso, acontece pela menor geração no subsistema SE/CO no início do ano 2022 e reflexado na curva do SIN na mesma data - linha tracejada (b) da Fig. 13 - período em que os níveis de armazenamento ainda estavam em recuperação.

As curvas a partir de fevereiro de 2022 demonstram um comportamento similar entre os casos de estudo, indicando que ao considerar um par de parâmetros mais avessos ao risco, o modelo tende a ter maior sensibilidade para perceber os momentos críticos do sistema, economizando água para preservar os níveis de armazenamentos dos reservatórios. Também apresenta uma melhor aderência para determinar a geração do sistema mais favorável, podendo levar a uma redistribuição entre os subsistemas.

Comparando as trajetórias das curvas entre o caso modificado e oficial de 2021, observa-se que o modelo busca atender os parâmetros de risco indicados. Os dados apresentaram, ao final desse período, um aumento de 1.481MWmed, onde os casos oficial e modificado alcançaram valores anuais médios de 9.280MW e 10.761MW, respectivamente, correspondendo a um aumento de 16% em relação ao caso oficial. É importante ressaltar que aquele crescimento da geração térmica resulta como resposta da diminuição na geração hidroelétrica do SIN, o que se interpreta como uma agregação para o setor térmico.

Dessa forma, ao incluir um critério de risco mais rigoroso o modelo DECOMP, reconheceu que a situação hidrológica do sistema no ano de 2021 é desfavorável tal qual a própria

percepção do CMSE, pelo que mais térmicas deviam ser acionadas para preservar os armazenamentos.

No transcurso do ano 2022, aprecia-se que aproximadamente o mesmo montante de redução da geração hidroelétrica do 2022, foi representada por um aumento de 170MWmed na geração térmica do mesmo ano, onde os casos oficial e modificado alcançaram valores anuais médios de 3.977MW e 4.147MW, respetivamente. Esta ação corresponde a um aumento de 4,3% em relação ao caso oficial.

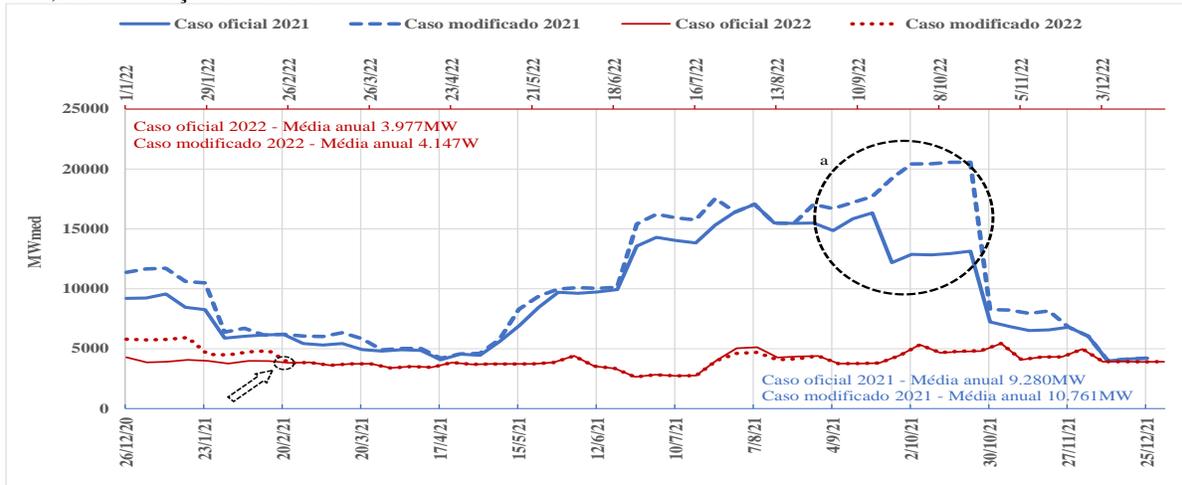


Fig. 14. Geração térmica do SIN-BR.

D. Custo Marginal da Operação – CMO

Ao avaliar o impacto do CMO por subsistema (Fig. 15, Fig. 16 e Fig. 17), pode-se observar que a alteração do CVaR provocou modificações nos quatro subsistemas, notadamente entre as semanas operativas de 26 jun. a 23 out. de 2021. Onde atingiu valores de até R\$4.889,86/MWh, bem superior ao pico do caso oficial que foi de R\$2.577,46/MWh, mas inferior ao valor do risco de déficit que esse ano era de R\$6.524,05/MWh [47].

A partir do ano 2022, observa-se que a alteração do CVaR provocou modificações concentradas no início do ano, momento em que foram indicadas mais térmicas, especialmente para os subsistemas SE/CO, Sul e Nordeste, visando ganho de armazenamento nessas regiões. O CMO atingiu valores máximos de até R\$300,65/MWh, superior ao pico do caso oficial que foi de R\$98,79/MWh, mas bem inferior ao valor de Custo de Déficit que para 2022 o valor estabelecido foi de R\$7.643,82/MWh [48].

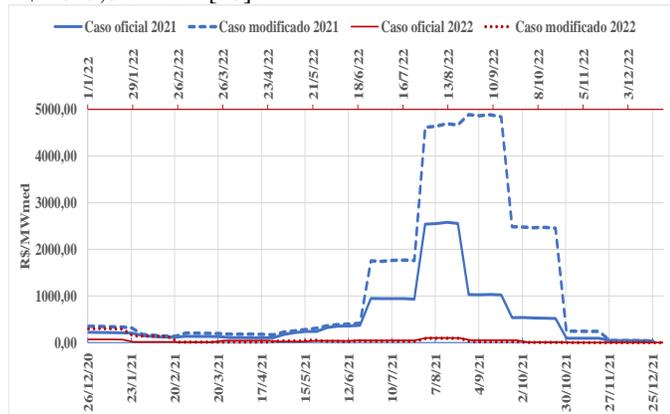


Fig. 15. CMO dos subsistemas SE/CO e Sul.

Apesar do caso modificado estar na influência de um CVaR mais rigoroso, os resultados do modelo são bem similares com aqueles do caso oficial, principalmente a partir do final de fevereiro de 2022 - seta tracejada da Fig. 14 - momento em que os reservatórios já estavam com níveis mais confortáveis. Esse comportamento corrobora que o CVaR atua de forma efetiva nos momentos de crise, não provocando despachos térmicos desnecessário quando em situações mais equilibradas.

Destaca-se que houve coincidência nos momentos em que o CMO foi nulo no caso oficial e modificado, para os subsistemas Nordeste e Norte.

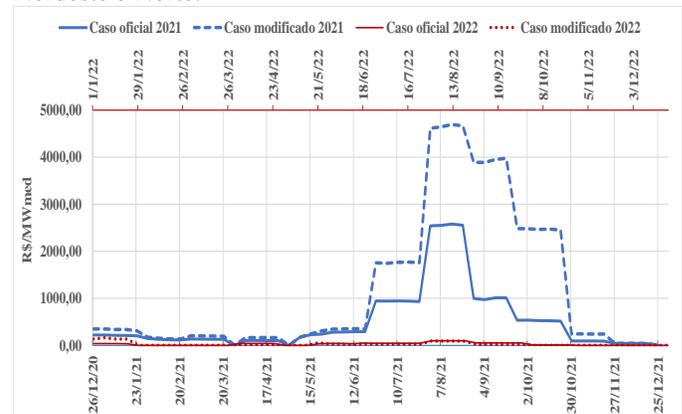


Fig. 16. CMO do subsistema Nordeste.

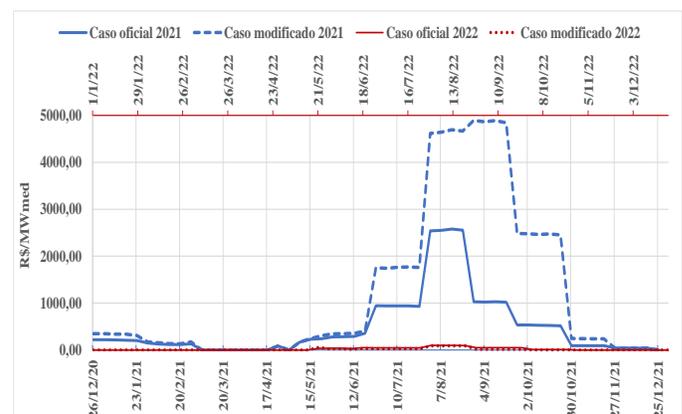


Fig. 17. CMO do subsistema Norte.

E. Despacho Térmico Efetivamente Realizado

Na representação temporal da Fig. 18 estão representadas três modalidades de Despacho Térmico efetivamente realizado, para as usinas que possuem representação individualizada nos modelos:

1. Despacho Térmico Verificado (DTV);
2. Despacho Térmico por motivo de Garantia Energética (DT por GE); e
3. Despacho Térmico verificado sem Garantia Energética (DT sem GE).

Ao longo de 2021 (lado esquerdo da Fig. 18) o DTV (curva sólida verde) alcançou um valor total médio de 13.155MW, onde o DT por GE (curva pontuada roxa) alcançou um valor de

4.076MWmed, o que corresponde a 31% do DTV. Assim, as demais modalidades de Despacho Térmico (DT sem GE), indicada na curva tracejada amarela, alcançaram 9.079MWmed, 69% do DTV. Estes valores são reflexados no comportamento das curvas, pois o DTV é a somatória entre o DT por GE e o DT sem GE.

O Despacho Térmico por GE foi concluído ao final do mês de abril de 2022 [49] - Estrela azul, lado direito da Fig. 18 - com um valor de 3.162MWmed no período janeiro a abril, indicado na linha tracejada (a) da Fig. 18. Observa-se que as curvas DTV e DT sem GE se igualam quando DT por GE é zero - linha tracejada (b) na Fig. 18 - indicando o retorno da estabilidade da carga e normalização de níveis nas bacias que compõem o SIN.

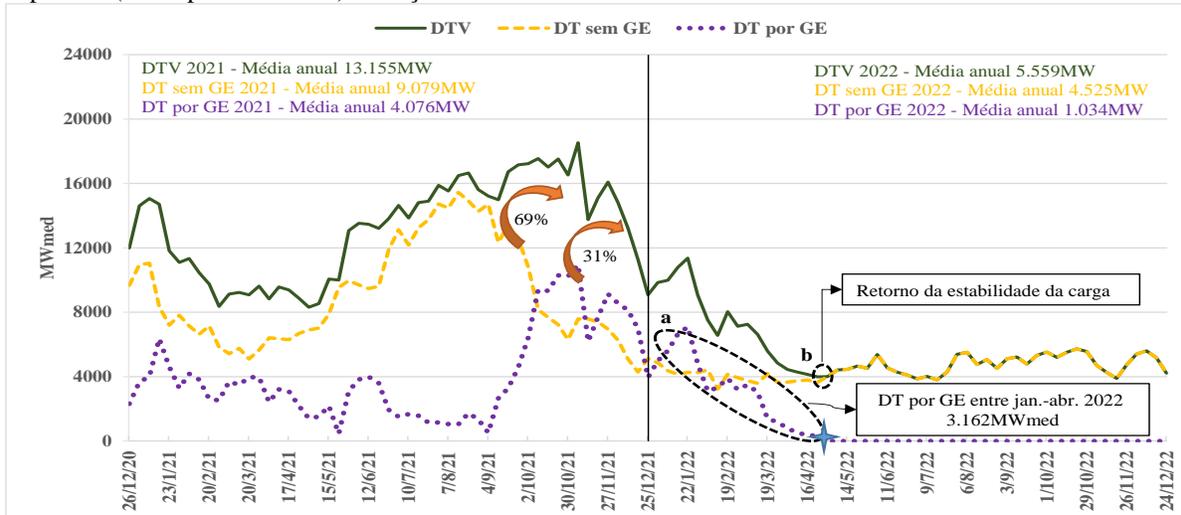


Fig. 18. Despacho térmico efetivamente realizado nos anos de 2021 e 2022, adaptado de [46].

A Fig. 19 é analisada em duas partes. A primeira - lado esquerdo da Fig. 19 - onde o sistema elétrico está despachando geração térmica por motivo de GE. Nessa região há um DTV realizado de 11.696MWmed, em comparação, o caso modificado indicou 9.215MWmed, contra os 7.951MWmed do caso oficial. A segunda parte - lado direito da Fig. 19 - quando o sistema não apresenta um despacho térmico por motivo de GE. Nesse período, observa-se um DTV realizado de 4.789MWmed, em que os casos oficial e modificado apresentaram valores próximos, sendo eles de 4.061MWmed e 4.028MWmed, respectivamente. No caso modificado, a

alteração dos parâmetros de aversão ao risco fez com que o modelo teve a sensibilidade para indicar a desconexão das térmicas mais caras - linha tracejada (a) da Fig. 19 - na transição para o período úmido e assim, evitar despacho térmico mais custoso além do necessário no decorrer do ano.

Quando o sistema deixa o DT por GE, as trajetórias das curvas do caso modificado e do DTV, apresentam trajetórias similares, corroborando que a metodologia do CVaR é ainda mais efetiva quando aplicada com parâmetros mais avessos ao risco. Além de atender as necessidades do sistema, consegue ficar mais aderentes à realidade operativa.

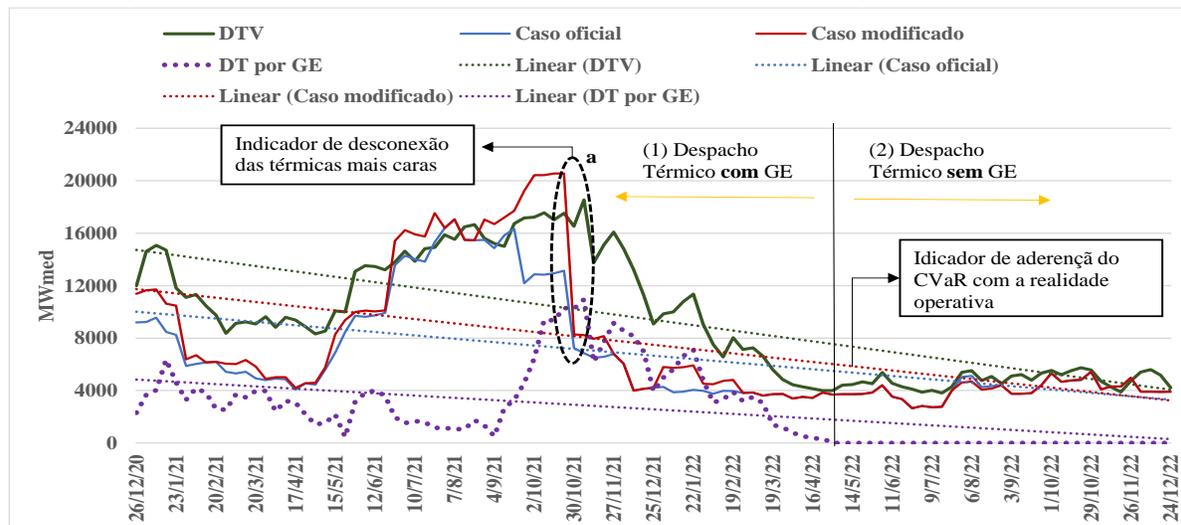


Fig. 19. Comportamento do caso modificado com o Despacho Térmico Verificado (DTV).

Sintetizando esta seção, são apresentadas três tabelas que contêm os resultados mais relevantes dos itens avaliados nesse trabalho.

TABELA I

IMPACTOS DO CVAR NAS GERAÇÕES HIDROELÉTRICA E TÉRMICA

Subsistema	Ano 2021			Ano 2022		
	Variação anual [MWmed]	Variação anual [%]	Comentário	Variação anual [MWmed]	Variação anual [%]	Comentário
Geração Hidroelétrica - GH	SE/CO	↓ 598	-2,1	↑ 487	1,6	Melhora das condições hidrológicas, indicando maior uso dos reservatórios
	Sul	↓ 396	-6	↓ 105	-1,3	Redução que resulta pela redistribuição de geração de energia com o SE/CO
	Nordeste	↓ 525	-13,2	↓ 422	-9,5	Redistribuição de geração de energia com o subsistema SE/CO
	Norte	↓ 44	-0,4	↓ 171	-1,6	Apresenta menor incerteza com seu perfil hidrológico
	SIN-BR	↓ 1.564	-3,2	↓ 211	-0,4	Resultado na menor geração do SE/CO no início do ano
Geração Térmica - GT	SIN	↑ 1.481	16	↑ 170	4,3	Assume o 80% da redução na GH do SIN

NOTA: Todos os valores são resultados de comparações do caso modificado, tendo como referência o caso oficial.

TABELA II

IMPACTO DO CVAR NO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

	Subsistema	Valor Máx. Caso oficial [R\$/MWh]	Valor Máx. Caso mod. [R\$/MWh]	Custo de Déficit [R\$/MWh]
Ano 2021	SE/CO e Sul	2.577,46	4.889,86 *	6.524,05
	Nordeste	2.577,46	4.694,61	
	Norte	2.577,46	4.889,85	
Ano 2022	SE/CO e Sul	98,79	300,65 *	7.643,82
	Nordeste	98,79	160,76 **	
	Norte	98,79	92,08 **	

* Houve igualdade dos CMOs dos subsistemas SE/CO e Sul (Fig. 15), demonstrando que os limites de intercâmbio entre esses subsistemas não foram atingidos.

** Houve coincidência nos momentos em que o CMO foi nulo no caso oficial e modificado, para os subsistemas Nordeste e Norte.

TABELA III

COMPARAÇÃO DOS CASOS OFICIAL E MODIFICADO COM O DESPACHO TÉRMICO EFETIVAMENTE REALIZADO

Ano	DTV [MWmed]	DT sem GE [MWmed]	DT por GE [MWmed]	GT Caso oficial [MWmed]	GT Caso Mod. [MWmed]
2021	13.155	9.079	4.076	9.280	10.761
2022	5.559	4.525	3.162*	3.977	4.147

* O Despacho Térmico por GE foi concluído ao final do mês de abril de 2022, pelo que o valor sinalado é entre os meses de jan. e abr. deste mesmo ano.

VI. CONCLUSÕES

A alteração do parâmetro CVaR teve como consequência uma menor geração hidroelétrica na maior parte das semanas operativas de 2021. Evidenciou-se que a diminuição na geração hidroelétrica, provocada pela alteração dos parâmetros do CVaR, foi assumida pela geração térmica.

Ao considerar um par de parâmetros mais avessos ao risco, o modelo tende a ter maior sensibilidade para perceber os momentos críticos do sistema, economizando água dos reservatórios, também apresenta uma melhor aderência para determinar a melhor geração hidroelétrica, podendo levar a uma redistribuição de geração entre os subsistemas e atendendo as necessidades do sistema.

A alteração do parâmetro teve impacto no CMO, apresentado para 2021 valores bem superiores ao caso oficial, ainda que inferiores ao Custo de Déficit. No caso modificado, o modelo indica a desconexão das térmicas mais caras na transição para o período úmido e assim, buscando evitar despacho térmico mais custoso, além do necessário.

Os resultados corroboram estudos anteriores, apontando que o CVaR é efetivo para indicar maior despacho térmico quando necessário e possui a sensibilidade de reduzi-lo quando da melhora do cenário hidroenergético.

Para trabalhos futuros de recalibração dos parâmetros do CVaR, recomenda-se considerar o impacto da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), que em outubro de 2022 já superava os 14.000MW de capacidade instalada [50]. Há expectativa de crescimento significativo para os próximos anos, principalmente decorrente da implantação da Lei 14.300/2022 [51]. Assim, essa geração poderia impactar no despacho das usinas que possuem representação individualizadas e nos resultados fornecidos pelos modelos de otimização da operação.

REFERÊNCIAS

- [1] WMO, "2021 State of Climate Services, WATER," 2021. https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10826 (accessed Jan. 07, 2022).
- [2] U. United Nation, "Climate change, population increase fuel looming water crisis: WMO," 2021. <https://news.un.org/en/story/2021/10/1102162> (accessed Jan. 12, 2022).
- [3] N. Nações Unidas no Brasil, "Crise global de água é iminente, alerta Organização Meteorológica Mundial," 2021. <https://brasil.un.org/pt-br/150314-crise-global-de-agua-e-iminente-alerta-organizacao-meteorologica-mundial> (accessed Jan. 12, 2022).
- [4] R. Schaeffer *et al.*, "Mudanças climáticas e segurança energética no Brasil," 2008. <https://acortar.link/GktIzW>.
- [5] P. Gitarrara, "Climas do Brasil," *Brasil escola*, 2022. <https://acortar.link/15tuiF> (accessed Aug. 05, 2022).
- [6] CEPEL, "Projeto NEWAVE, modelos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazo - Manual do usuário," *Eletrobras*, pp. 1-2, 2021.
- [7] PUC, "Caraterísticas do Sistema Interligado Nacional - SIN,"

- Certificação Digital* N° 0610776/CB.
https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/14100/14100_3.PDF (accessed Aug. 08, 2022).
- [8] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do sistema interligado nacional - Estudo prospectivo agosto a novembro de 2021,” 2021, Accessed: Jan. 13, 2022. [Online]. Available: <https://acortar.link/AePkLb>.
- [9] CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, “ATA DA 326 REUNIÃO (Extraordinária),” 2020. <https://acortar.link/kDx6g3> (accessed Jan. 17, 2022).
- [10] GESEL, “O Avanço da Crise Hídrica no Brasil,” 2021. http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/29_Castro299.pdf (accessed Jan. 13, 2022).
- [11] R. A. F. Escalante, D. V. L. Maldonado, and R. J. de Andrade, “Impacto das Medidas Restritivas de Combate ao COVID-19 na carga do Sistema Interligado Nacional em 2020,” *XV SEPOPE*, 2022. <https://acortar.link/R0xOZp> (accessed Aug. 04, 2022).
- [12] CNN, “Brasil aumentou em 121% emissões de CO2 por uso de termelétricas em 2021,” 2021. <https://acortar.link/kmbcHu> (accessed Jan. 13, 2022).
- [13] P. Basilio, “Novo reajuste da bandeira vermelha deve aumentar conta de luz em 5,5% para família com consumo médio,” *Globo, Economia*, 2021. <https://acortar.link/1Q5Zxu> (accessed Aug. 08, 2022).
- [14] A. Guerreiro, “Formação do Preço no Mercado de Energia: o buraco é mais embaixo!,” 2019. Accessed: Jul. 26, 2022. [Online]. Available: <http://www.cepel.br/artigo/formacao-do-preco-no-mercado-de-energia-o-buraco-e-mais-embaixo/>.
- [15] CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, “Relatório Técnico: Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço,” *MME*, 2013. <https://acortar.link/F6mC5i> (accessed Aug. 15, 2022).
- [16] L. Guilherme Barbosa Marzano, “Otimização de portfólio de contratos de energia em sistemas hidrotérmicos com despacho centralizado,” Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, 2004.
- [17] A. B. Philpott and V. L. De Matos, “Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 218, no. 2, pp. 470–483, 2012, doi: 10.1016/j.ejor.2011.10.056.
- [18] CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Treinamento NEWAVE – DECOMP: o SIN e os Modelos de Planejamento da Operação Energética,” pp. 5–27, [Online]. Available: <https://acortar.link/ci6H5J>.
- [19] CNPE – Conselho Nacional de Políticas Energéticas, “Resolução N°3, de 6 de março de 2013,” *MME*, 2013. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2013> (accessed Aug. 17, 2022).
- [20] MME – Ministério de Minas e Energia, “Ofício n° 512/2013-GM-MME,” 2013. <https://acortar.link/Ug7Qws> (accessed Aug. 17, 2022).
- [21] ROMEU DONIZETE RUFINO, “Despacho N° 2.978 de 27 de agosto de 2013,” *ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2013. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20132978.pdf> (accessed Aug. 17, 2022).
- [22] M. E. P. Maceira, L. G. B. Marzano, D. D. J. Penna, A. L. Diniz, and T. C. Justino, “Aplicação do Mecanismo de Aversão a Risco CVaR no Planejamento da Expansão e da Operação Energética e na Formação do PLD do Sistema Interligado Nacional,” *XIII SEPOPE – Symp. Simp. Spec. Electr. Oper. Expans. Plan.*, pp. 21941–911, 2014.
- [23] M. E. P. Maceira, L. G. B. Marzano, D. D. J. Penna, A. L. Diniz, and 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,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 72, pp. 126–135, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.02.025.
- [24] MME – Ministério de Minas e Energia, “Portaria No 41, de 7 de fevereiro de 2017,” 2017. <https://acortar.link/hP8PGP> (accessed Aug. 22, 2022).
- [25] D. R. M. R. da Luz, R. J. de Andrade, and R. Favoreto, “Relato de acompanhamento dos modelos: Impacto da alteração dos parâmetros do CVaR no modelo NEWAVE,” *ITAIPU Binacional*, vol. RAM 14, 2017.
- [26] CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, “Memorial reunião plenária CPAMP - Reunião 10.06.2019,” *MME*, 2019. <https://acortar.link/b9ouY0> (accessed Aug. 08, 2022).
- [27] CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, “Memória Reunião Plenária Extraordinária CPAMP,” *MME*, 2021, [Online]. Available: <https://acortar.link/3ET1Jv>.
- [28] ABRACEEL, “CPAMP recomenda o uso do CVaR (50,35) em 2022,” *Associação Brasileira dos Comercializadores de energia*, 2021. <https://abraceel.com.br/blog/2021/08/cpamp-recomenda-o-uso-do-cvar-5035-em-2022/> (accessed Jul. 11, 2022).
- [29] CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, “Consulta Pública N° 121 de 10/02/2022 - Consulta Pública sobre aprimoramentos propostos pela CPAMP (ciclo 2021-2022),” *MME*, 2022. <http://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas> (accessed Jun. 02, 2022).
- [30] CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, “Ata da Reunião Extraordinária de 7/04/2022,” *MME*, 2022. <https://acortar.link/McJf9D> (accessed Jun. 02, 2022).
- [31] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, “Planejamento Energético e a EPE,” 2022. <https://acortar.link/sUNad6> (accessed Jul. 07, 2022).
- [32] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Programa Mensal da Operação (PMO),” 2022. <http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao> (accessed Jul. 14, 2022).
- [33] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 4.3 Programação mensal da operação energética,” 2020. <http://www.ons.org.br/Paginas/busca.aspx?k=PMO> (accessed Jul. 14, 2022).
- [34] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Glossário de termos da CCEE,” 2008. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_DOC_014730 (accessed Jul. 18, 2022).
- [35] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 4.5 Programação Diária da Operação,” 2020. <https://acortar.link/22TXgG> (accessed Jul. 14, 2022).
- [36] R. J. de Andrade, “Visões 2023 - Impactos nos Resultados do Modelo de Planejamento NEWAVE de Mudanças na Representação da ITAIPU, tendo como base o PDE 2027,” Fundação Getúlio Vargas / União Dinâmica de Faculdades Cataratas, 2019.
- [37] M. G. Curty, “Planejamento da expansão da geração considerando aspectos da programação diária da operação com fontes renováveis intermitentes,” Universidade Federal de Rio de Janeiro, 2020.
- [38] CEPEL, “Manual de Referência, Modelo NEWAVE,” 2012. https://simsee.org/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia_Newave_comentado.pdf (accessed Jul. 08, 2022).
- [39] CEPEL, “Modelo DECOMP - Determinação da coordenação da operação a curto prazo - Manual do Usuário,” *ANNEE*, 2021. <https://acortar.link/mFHCpT> (accessed Jul. 13, 2022).
- [40] CEPEL, “Manual do Usuário – Modelo DESSEM,” *Eletrobras*, pp. viii, 1, 4, 11, 2021, [Online]. Available: <https://acortar.link/Hs7I5p>.
- [41] CEPEL, “Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2012 e 2013,” *Eletrobras*, 2013. <http://www.cepel.br/?s=notas+tecnicas> (accessed Aug. 15, 2022).
- [42] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, *O Planejamento da operação energética no sistema interligado no sistema interligado nacional: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga*, Artliber E. São Paulo, 2020.
- [43] CEPEL, “Projeto NEWAVE, modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes,” *Eletrobras*, pp. 20–22, 2013, [Online]. Available: <https://acortar.link/ODmqLI>.
- [44] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Preço horário da energia - ‘Operação Sombra,’” 2022. <https://www.ons.org.br/ccee> (accessed Dec. 27, 2022).
- [45] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Programação da Operação, Visão Geral, Processos,” *SINtegre*, 2022. <https://sintegre.ons.org.br/sites/9>.
- [46] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Boletim Semanal da Operação,” *ONS*, 2021. <http://sdro.ons.org.br/SDRO/SEMANAL/index.htm> (accessed Jul. 21, 2022).
- [47] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Memória de cálculo do valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica para o ano de 2021,” *CCEE*, 2020. <https://acortar.link/514MD6> (accessed Jul. 21, 2022).

- [48] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Divulgação do Custo de Déficit e memória de cálculo referente ao ano 2022,” 2021. <https://acortar.link/zLkrbF> (accessed Jul. 08, 2022).
- [49] CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, “Ata da 264 reunião,” *MME*, 2022. <https://acortar.link/rppFcq> (accessed Jul. 26, 2022).
- [50] CanalEnergia, “Geração própria de energia solar passa os 14 GW, afirma Absolar,” 2022. <https://acortar.link/2Hln26> (accessed Nov. 11, 2022).
- [51] Globo, “O que muda com o Marco Legal da Micro e Minigeração de Energia?,” 2022. <https://acortar.link/4vOza6> (accessed Nov. 11, 2022).

Diana V. López-Maldonado, é estudante do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal da Integração Latino Americana (UNILA). No 2021 atuou como estagiária na Fundação Parque Tecnológico de ITAIPU (FPTI). Desde 2021 faz parte do grupo de pesquisa GPEnSE Energia e Sustentabilidade Energética. Entre 2021-2022 foi estagiária da ITAIPU Binacional, atuando na divisão de planejamento, programação da operação e estatística. ORCID: 0000-0003-0782-6502.

Rafael J. de Andrade é engenheiro eletricitista, graduado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2007, e graduado em Física pela Universidade Federal do Paraná em 2004. Concluiu MBA em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em 2019. Atuou na Chesf e Copel na área de manutenção de sistemas de proteção e controle. Desde 2013 trabalha na Itaipu Binacional, atuando na área de planejamento, programação da operação e estatística.

Jorge J. Giménez-Ledesma, master (2012) e Ph.D. (2017) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora. Professor adjunto da UNILA. Trabalha nos seguintes temas: Análises do sistema elétrico de potência, sistemas de proteção, distribuição de energia elétrica e modelos computacionais. ORCID: 0000-0002-5979-4955.