CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacional do Setor Elétrico

Equipe de Trabalhos Técnicos NEWAVE Híbrido e Calibração do CVaR

Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº01-2024

Sumário

1. Introdução 6
1.1. Motivação 8
1.2. Estado da arte 10
2. Sumário executivo 12
3. Metodologia proposta para implementação no Ciclo de Trabalhos 2023/2024 19
3.1. Avaliações e recomendações iniciais da equipe técnica 19
3.1.1. Avaliação do período de individualização 20
3.1.2. Avaliações sobre o valor das penalidades 23
3.1.2.1. Casos de PMO 24
3.1.2.2. Casos Prospectivos 44
3.1.3. Avaliações das micropenalidades no NEWAVE 51
3.1.4. Avaliação da nova FPHa no NEWAVE 59
4. Avaliação preliminar de níveis de aversão ao risco 61
4.1. Casos de PMO 62
4.1.1. Avaliação DESSEM 66
4.2. Casos de Prospectivo 69
5. Estudos retrospectivos encadeados – backtest 75
5.1. Premissas 75
5.1.1. NEWAVE 76
5.1.2. DECOMP 80
5.1.3. Premissas para representação das restrições elétricas através de restrições de turbinamento máximo nos estágios individualizados do modelo NEWAVE 83
5.1.4. Premissas para consideração da representação de MMGD e da expansão das usinas do ACL 84
5.1.5. Premissas para consideração das novas representações do conjunto BELO MONTE e PIMENTAL e o complexo de FONTES 86
5.1.6. Premissas para consideração de regras operativas do tipo armazenamento – vazão (Regras da ANA) 87
5.2. Resultados 90
5.3. Mudanças na operação hidráulica decorrentes da modelagem híbrida no médio prazo 99
6. Estudos encadeados - prospectivos 105
6.1. Premissas 105
6.2. Resultados 106
7. Avaliação de impactos comerciais 125
7.1. Custos relacionados ao despacho térmico 125
7.2. GSF e impacto financeiro no MRE no período do backtest 127
8. Avaliação dos impactos tarifários 129
8.1. Desenho do estudo conduzido pela ANEEL 130
8.2. Resultados para o horizonte do backtest 133
8.3. Resultados para os prospectivos 137
9. Avaliação do CVaR 141
9.1. Curva de Referência 141
9.2. Metodologia para calibração do CVaR 142
9.3. Resultados 143
10. Conclusões e recomendações 147
Referências Bibliográficas 150
Anexo I – Avaliação das execuções de acompanhamento 152
Execução de acompanhamento de janeiro de 2024 152
Execução de acompanhamento de fevereiro de 2024 154
Execução de acompanhamento de março de 2024 155

LISTA DE SIGLAS

ACL Ambiente de Contratação Livre
ANA Agência Nacional de Águas
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR-D Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade
CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGU Controladoria Geral da União
CMO Custo Marginal da Operação
CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CRef Curva Referencial
CTO Custo Total da Operação
CVaR Valor Condicionado a um Dado Risco - Conditional Value at Risk
CVU Custo Variável Unitário
DECOMP Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
DESSEM Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curtíssimo Prazo
EARM Energia Armazenada
ENA Energia Natural Afluente
EPE Empresa de Pesquisa Energética
ESS Encarg de Serviços do Sistema
FCF Função de Custo Futuro
FPHa Função de Produção Hidrelétrica aproximada
FSARH Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica
FT Força-Tarefa
GEVAZP Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões
GF Garantia Física
GH Geração Hidráulica
GSF Fator de Ajuste de Garantia Física – Generation Scaling Factor
GT Geração Termelétrica
GT Grupo de Trabalho
GTDP Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade
MCP Mercado de Curto Prazo
MLT Média de Longo Termo
MME Ministério de Minas e Energia
MMGD Micro e Minigeração Distribuída
MRE Mecanismo de Realocação de Energia
NEWAVE Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDE Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE Plano Decenal de Expansão
PL Programação Linear
PLD Preço de Liquidação das Diferenças
PMO Programa Mensal da Operação
PRR Plano de Recuperação dos Reservatórios
REE Reservatório Equivalente de Energia
RHE Restrição Hidráulica de Energia
SEB Sistema Elétrico Brasileiro
SIN Sistema Interligado Nacional
TCU Tribunal de Contas da União
UFV Usina Fotovoltaica
UHE Usina Hidrelétrica
UNSI Usina Não Simulada Individualmente
VminOp Volume Mínimo Operativo

1. Introdução

Este relatório está inserido no contexto da Equipe de Trabalhos Técnicos da **CPAMP** – **Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico**, criada pela Resolução CNPE nº 22/20211 e regulamentada pela Portaria MME nº 637/2022, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - **MME**, Empresa de Pesquisa Energética - **EPE**, Operador Nacional do Sistema Elétrico - **ONS** e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - **CCEE**.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

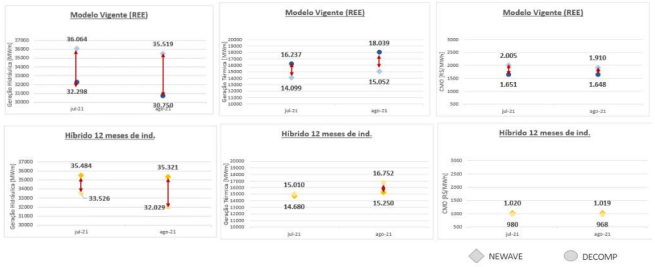
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
A Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP é coordenada pela CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços, Modelos e Estudos Energéticos – GEPME) e conta com a participação do MME (representado pelas Secretaria Nacional de Energia Elétrica – **SNEE**, Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento – **SNTEP** e Secretaria Executiva – **SE**), da Agência Nacional de Energia Elétrica – **ANEEL** (representada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica – SGM), da **EPE** (representada pela Superintendência de Geração de Energia – SGR) e do **ONS** (representado pela Gerência Executiva de Planejamento Energético – PE e Gerência Executiva de Programação da Operação – PR).		
A equipe possui, ainda, a assessoria técnica do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - **CEPEL** (representado pelo Departamento de Sistemas Eletroenergéticos - DSE).		
Ao longo do Ciclo de Trabalhos 2023/2024 a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP avaliou a Representação Híbrida de Usinas Hidrelétricas no **NEWAVE** (NEWAVE Híbrido). Assim, como finalização dos trabalhos almeja-se a recomendação da representação individualizada das usinas hidrelétricas nos 12 primeiros meses para os processos de planejamento da operação e cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (**PLD**), sendo as análises e resultados abordados no presente documento.		
Considerando as recomendações da Equipe de Trabalhos Técnicos do emprego do **NEWAVE Híbrido,** o atual relatório também apresenta a avaliação de reparametrização do mecanismo de aversão a risco, Valor Condicionado a um Dado Risco - **CVaR** com parâmetros alfa (α) e lambda (λ). Para essa avaliação, a equipe técnica considerou também os novos parâmetros de Volume Mínimo Operativo (VminOp) correspondentes aos volumes mínimos considerados na construção das Curvas Referenciais de Armazenamento (CRef) utilizadas pelo CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico), de acordo com a NT-ONS DPL 0131-2023 [1].		
Ressalta-se que a EPE n**ão empregará a metodologia de NEWAVE Híbrido neste momento**. O NEWAVE, em versão avaliada neste relatório, ainda não é viável computacionalmente para a representação totalmente individualizada das UHEs nos anos de interesse dos estudos da EPE. Assim, a EPE vem analisando a evolução das novas funcionalidades, realizando o acompanhamento de melhorias na eficientização do modelo, realizando avaliações das mudanças na política operativa, sendo inclusive necessário aprimoramentos na simulação final individualizada e cálculo dos CMOs sem considerar o racionamento preventivo, tendo como objetivo a aplicação do NEWAVE Individualizado em seus estudos.		
Cabe ainda destacar que a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP procurou ampliar a aproximação com os agentes nos trabalhos que estavam sendo desenvolvidos.		
Tendo em vista capturar de forma direta os anseios dos Agentes, foram promovidos Workshops periódicos com os objetivos de alinhar com os Agentes os andamentos dos trabalhos, discutir os estudos e as perspectivas da equipe técnica e incentivar os agentes a apresentarem os seus próprios estudos. Até a abertura da Consulta Pública, durante o ciclo foram realizados 5 Workshops, com 200 participantes em média, e apresentações de 6 Agentes do setor elétrico.		
Outra ação foi a realização de treinamento aos Agentes, cujo objetivo foi a capacitação das mudanças processuais necessárias à execução do modelo NEWAVE Híbrido, além de relatos das instituições da CPAMP quanto ao uso do modelo em suas simulações. O treinamento ocorreu no dia 11 de outubro de 2023 via plataforma "Momento Capacita da CCEE", com uma apresentação ao vivo, gravada para consultas futuras. Durante a apresentação, houve a participação de 103 agentes, com 63 acessos ao conteúdo na plataforma posteriormente. O **conteúdo está disponibilizado no Portal de Aprendizado da CCEE** (2 https://capacita.ccee.org.br/video_library/viewer/752828).		
Enfatiza-se, o empenho do CEPEL para que o modelo NEWAVE com individualização das usinas hidrelétricas tivesse um melhor desempenho computacional. Foram desenvolvidos importantes **aprimoramentos**, também disponibilizados na modelagem agregada: o reaproveitamento de bases no passo backward; seleção de cortes no passo forward; e aprimoramentos no gerenciamento paralelo. Como conclusão desses avanços, juntamente com o uso dos cortes externos, o **tempo de execução do modelo foi reduzido em cerca de 69%**, conforme consta no Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2023 [2]. Também vale relatar os esforços que as equipes das instituições realizaram, em conjunto com trabalhos realizados no âmbito da FT-NEWAVE, para a devida orientação dos agentes em relação às suas execuções. Nessas discussões foram esclarecidos desde a readequação de infraestrutura, até atuações especificas para os agentes que procuraram diretamente as equipes técnicas das instituições para sanar dúvidas.		
1.1.Motivação		
A **representação individualizada das usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE** é um anseio discutido setorialmente e por órgãos externos ao setor elétrico há anos. O tema ganhou especial atenção com a situação energética vivenciada nos últimos anos, composta por períodos alternados de crise energética agudos e de abundância hidrológica. Como evidências da preocupação da sociedade no assunto, pode-se citar:		
• Processo nº TC 003.585/2022-0 de 03/05/2023 do Tribunal de Contas da União (TCU): a Auditoria teve o objetivo de avaliar a sistemática de planejamento da operação do Setor Elétrico Brasileiro, **questionando se "o planejamento da operação garante a otimização da operação e segurança de suprimento do sistema?"**. Como conclusão, o relatório da auditoria constata que a representação por Reservatório Equivalente de Energia (REE) no modelo NEWAVE é uma simplificação e a **representação individualizada** da representação das hidrelétricas deve ser objeto de estudo e possível aprimoramento.		
• Auditoria nº 02 (Auditoria 1054145) da Controladoria-Geral da União: a **Auditoria ainda está em fase de execução** junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) e às instituições setoriais, mas traz, entre suas recomendações preliminares, a necessidade de se **mensurar o custo da água** de forma individual de modo a aprimorar a representação de suas flexibilidades e disponibilidades geográficas visando uma maior segurança sistêmica.		
• Plano de **Recuperação dos Reservatórios** de Usinas Hidrelétricas do País (**PRR**): promovido pelo Conselho Nacional de Política Energética (**CNPE**) e coordenado pelo MME visando atender ao disposto no 81º do artigo 30 da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. O PRR objetiva promover ações para assegurar a segurança energética e uma otimização do custo da energia, sendo o NEWAVE Híbrido uma das principais iniciativas da Ação MP1 que propõe o aprimoramento da representação do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos modelos computacionais, considerando discretização temporal e espacial adequada, e compatíveis com a realidade operativa do SIN.		
A **representação agregada** das usinas hidrelétricas leva a uma operação simplificada diante da realidade operativa do SIN, ocasionando perdas de precisão em tais aproximações. Como exemplo dessas simplificações, pode-se colocar: a representação agregada considera **operação em paralelo de todos os reservatórios** pertencentes ao REE, desconsidera na construção das políticas operativas as dinâmicas físicas dos acoplamentos hídricos entre os reservatórios, considera uma representação menos acurada de restrições físicas (p. ex. restrições de vazões) e operativas (p. ex. funções de produção) das usinas hidrelétricas. Desse modo, a representação individualizada do parque gerador hidroelétrico de forma explícita no problema de otimização do modelo NEWAVE tem o potencial de sensibilizar o modelo DECOMP através de uma **Função de Custo Futuro** (**FCF**) mais próxima às suas dinâmicas de operação de curto prazo. Avaliações realizada no Ciclo de Trabalho 2022/2023 [2] mostram que o NEWAVE Híbrido aproxima os resultados do NEWAVE e do DECOMP, conforme apresentado na Figura 1.		
 **Figura 1 - Comparação entre o NEWAVE Vigente e Híbrido através dos resultados de NEWAVE e DECOMP do 1º e 2º mês para o caso de PLD de julho de 2021. Fonte: [2].**		
1.2.Estado da arte		
Do ponto de vista de estágio de evolução metodológica, a representação de usinas individualizadas em modelos de médio prazo é discutida pelo estado da arte na literatura. A Tabela 1, extraída de [3], apresenta uma revisão bibliográfica relacionando algumas publicações nacionais e internacionais que apresentam modelagem individualizada das usinas hidrelétricas para o planejamento de médio/curto prazos, e comparando as principais características dos problemas resolvidos.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

Tabela 1 - Relação de alguns trabalhos que consideram modelagem individualizada no problema de planejamento de médio/curto prazos (Fonte: [3]).

	T	NH/NR	NT	NS/NB	FPH	Mod. Rede	Vmin Op	Evap	RH	Incert.	Nleq	Converg
[Rebennack16] [4]	12	5/4	14	-	Cte		-	-	-	AR (1)	50	Sim
[PhilpMatos12] [5]	52	33/9	12	3	Cte		-	-	-	Estados Markov	20	Sim
[RosStreet22] [6]	96	11/?	23	28	Cte	dc/ac	-	-	-			Sim
[FredoFinardi21] [7]	60	53/28	30	1	LPP	-	-	-	-	PAR(p)	20	Sim
[LarroydPedrini22] [8]	60	133/66	127	4	Cte	-	-	-	-	PAR(p)	96	Sim
[FredoFinardi19] [9]	24	134	122	4	Cte/ LPP	-	-	-	-	Indep	20-100	Sim
[MachadoDiniz20] [10]	120	84/44	46	1	LPP	-	-	-	-	Indep	20	Sim
NEWAVE ind.	120	162	SIN	4	LPP	-	Sim	L	Sim	PDD	20	Sim
NEWAVE REE	120	12 REEs	SIN	4	EQV (NL)	-	Sim	Parab	Sim	PAR(p) PAR(p)-A	20	Sim

T: número de períodos
NH: número de usinas hidrelétricas
NR: número de reservatórios

NT: número de usinas térmicas
NS/NB: número de submercados ou barras
FPH: tipo de modelagem para a função de produção hidrelétrica (cte: constante; LPP: linear por partes)
VminOp: restrições de volume mínimo operativo
Evap: modelagem da evaporação
RH: restrições hidráulicas de vazão
Incert.: Forma de modelagem da incerteza
Nleq: número de aberturas backward
Converg: apresentação da análise de convergência

De forma geral, como será apresentado no presente relatório técnico, o modelo NEWAVE Híbrido disponibilizado pelo CEPEL permite a representação das restrições hidráulicas e funções de produção individualmente, a representação da divisão dos recursos de vazão afluente de forma mais precisa, a consideração das limitações de geração e armazenamento individuais e a consideração de vertimentos localizados, resultando em uma representação mais acurada da FCF para o modelo DECOMP [11].

2. Sumário executivo

O presente documento apresenta os **resultados das análises do modelo NEWAVE Híbrido**, que considerou execuções para casos do ONS de PMO (Programa Mensal da Operação), da CCEE de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e simulações encadeadas dos modelos NEWAVE/DECOMP para a avaliação do CVaR.

Durante o Ciclo de Trabalhos 2023/2024, a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP avaliou o período de individualização do NEWAVE, a penalidade associada à violação das restrições hidráulicas e as micropenalidades empregadas pelo modelo NEWAVE. As principais conclusões e recomendações da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP acerca do NEWAVE Híbrido são sintetizadas a seguir:

- Emprego do NEWAVE híbrido com usinas hidrelétricas representadas de forma individualizada nos primeiros 12 meses para os processos de planejamento da operação e cálculo do PLD, sendo as penalidades de turbinamento máximo e mínimo do período individualizado baseadas no custo de térmica mais cara (igual ao valor de penalidade utilizado no VminOp).
- Permitir a representação individualizada de restrições de defluência e geração mínima utilizando penalidades baseadas no custo de térmica mais cara (igual ao valor de penalidade utilizado no VminOp).
- Proposta de alteração da micropenalidade de vertimento e compatibilização das demais micropenalidades a ela associadas, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Proposta de novos valores de micropenalidades.

MICRO-PENALIDADES ($/MWh)	Valores default	% P vert	Novos valores
VERTIMENTO EM PERÍODOS IND.	0.0055	1.0000	0.000300
INTERCÂMBIO	0.0050	0.9091	0.000273
VERTIMENTO FIO D´ÁGUA	0.0055	1.0000	0.000300
VERTIMENTO CONTROLÁVEL	0.0060	1.0909	0.000327
TURBINAMENTO EM PERÍODOS IND.	0.0061	1.1091	0.000333
CORTE DE GERAÇÃO EÓLICA	0.0063	1.1455	0.000344
EXCESSO DE ENERGIA	0.0065	1.1818	0.000355

Com relação ao emprego dos cortes externos para melhoria da eficiência computacional, essa avaliação foi realizada no **Ciclo de Trabalhos 2022/2023** e consta no Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2023 - Representação Hibrida de Usinas Hidrelétricas e Eficientização do Modelo NEWAVE [2], sendo a recomendação da CPAMP a utilização da funcionalidade de cortes externos com atualização nos processos oficiais de planejamento da operação e cálculo do PLD ao menos nas revisões quadrimestrais.

Em relação ao critério de parada adotado pelo modelo NEWAVE, também consta, no mesmo Relatório Técnico [2], a definição sobre a manutenção do critério de parada atual de 6 iterações consecutivas com delta de Zinf abaixo de 0,1% limitado ao mínimo de 30 e máximo de 50 iterações.

Dadas as recomendações da Equipe de Trabalhos Técnicos acerca do NEWAVE Híbrido e a **recomendação de atualização dos valores de VminOp** de 22,5% para 19,1% no Norte, conforme NT-ONS DPL 0131-2023 [1], o presente relatório apresenta, além das avaliações dos aprimoramentos incorporados no modelo NEWAVE Híbrido, a avaliação da necessidade de recalibração dos atuais parâmetros α=25% e λ=35% do CVaR (α, λ) para serem utilizados nos processos de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025. Nesta seção, os principais achados do **relatório serão apresentados de forma sumarizada.**

Inicialmente, foram realizadas **execuções com o modelo NEWAVE**, visando a definição dos pares de CVaR que seriam estudados de forma mais aprofundada nas fases subsequentes (análises de backtest e prospectivas). Para esta avaliação, foram analisados os casos dos PMOs de julho de 2020, fevereiro de 2021, **bem como casos prospectivos de março de 2024** com **ENA 60% da MLT** considerando o **armazenamento de dezembro de 2020**, e de janeiro de 2024 com ENA 80% da MLT considerando o armazenamento de dezembro de 2020 [12]. Tendo em vista avaliar qual seria a família de CVaR (α, λ) mais apropriada para prosseguimento dos estudos, variou-se o parâmetro.

Após a definição do parâmetro α, foram realizados estudos retrospectivos (backtests) e prospectivos encadeados com os modelos NEWAVE e DECOMP. Foram executados o caso Vigente e os casos Híbridos considerando os parâmetros de CVaR (25,35), (15,35), (15,40), (15,45) e (15,50). O estudo retrospectivo avaliou o período de janeiro de 2020 a dezembro de 2023 e o estudo prospectivo considerou o horizonte de janeiro de 2024 a dezembro de 2024. O objetivo desses estudos foi avaliar o comportamento das variáveis que impactam na operação e formação de preço para diferentes cenários hidroenergéticos.

Dentre os **principais resultados** nos estudos retrospectivos, notou-se que o caso com a execução do **modelo Híbrido** com o par **de CVaR (15,40) foi mais eficiente**, alcançando **maiores níveis de armazenamento** ao final de 2022 e 2023, com a adição de 2,5 p.p. e 2,1 p.p. respectivamente, em relação à execução com o modelo Vigente, com o destaque para o uso do mesmo nível de geração termelétrica e custo associado. Além disso, para se analisar os efeitos diretos nas políticas operativas (Funções de Custo Futuro), foi feita uma análise sobre o comportamento dos armazenamentos das bacias dos rios Grande e Paranaíba ao considerar o modelo NEWAVE Híbrido quando comparado ao modelo vigente (REE). Em análises estruturais de longo prazo, observou-se que as trajetórias de armazenamentos do modelo híbrido se aproximam mais dos valores reais observados durante a operação, ou seja, os aprimoramentos metodológicos proporcionam uma maior coerência entre os resultados auferidos pelos modelos e a realidade sistêmica.

Quanto aos estudos prospectivos, **foram propostos 4 cenários hidrológicos distintos**:

(i) 60% da MLT (Média de Longo Termo) iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2021 – **hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos** (**caso E60A21**);

(ii) 80% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2021 – **hidrologia baixa e reservatórios baixos** (**caso E80A21**);

(iii) 60% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2024 – **hidrologia extremamente baixa e reservatórios preservados** (**caso E60A24**);

(iv) 80% da MLT iniciando com energia armazenada semelhante a janeiro de 2024 - **hidrologia baixa e reservatórios preservados** (**caso E80A24**).

A partir dos resultados de backtest e prospectivos foram realizados estudos estimativos de **impactos financeiros** proporcionados pelos diferentes níveis de CVaR do modelo Híbrido quando comparados aos casos Vigente (REE) e aos realizados à época do backtest. Entre as grandezas observadas destacam-se: a **avaliação comparativa de despacho térmico**, **custo total de geração térmica**, **GSF** (fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE) e **impacto financeiro ao MRE** no horizonte do backtest. Em complemento, também foram realizados **estudos de impacto tarifário.**	Comentário.	Importante são os resultados para os consumidores.

Para orientar a discussão e, posteriormente, o processo decisório por parte do Plenário da CPAMP, a equipe técnica avaliou os diferentes parâmetros do CVaR comparando os resultados das execuções prospectivas com a diretriz energética definida pelo CMSE (i.e., geração termelétrica associada à Curva Referencial - CRef). Os resultados dos estudos prospectivos são apresentados na Figura 2.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

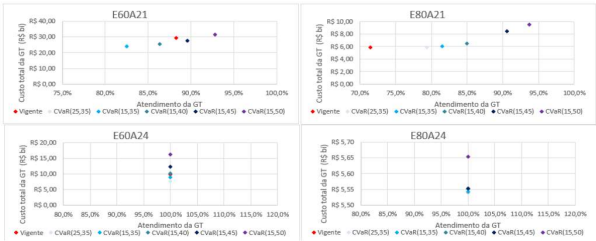


Figura 2 - Resumo dos resultados pela metodologia para calibração do CVaR para o prospectivo.

Desse modo, a análise da aderência à CRef diagnosticou que a utilização do modelo NEWAVE Híbrido com o CVaR(15,40), CVaR(15,45) e CVaR(15,50) auferem resultados semelhantes ou superiores aos casos vigentes.

A seguir, são apresentadas as tabelas que resumem os principais resultados obtidos para o período nos estudos backtest e prospectivo, tendo os resultados do modelo Vigente como benchmark. A Tabela 3 refere-se aos resultados relacionados ao backtest e a Tabela 4 à Tabela 7 resumem os principais resultados obtidos para os estudos de prospectivo. O padrão de cores indica que as tonalidades verdes tendem a refletir uma solução alinhada aos objetivos do CMSE, basicamente de segurança operativa ao menor custo possível, e tonalidades em amarelo vão no sentido contrário.

Tabela 3- Comparação dos resultados do *backtest*.

Backtest		Realizado	Avaliação com os modelos					
			Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento final no SIN [p.p]		1,5	Ref (58,3%)	0,5	0,3	2,2	3,7	2,1
Δ de geração térmica média no SIN [MWmed]		-144,1	Ref (7391)	-263,1	-153,2	30,6	198,1	388,8
Δ do custo da geração térmica total [R$ bi]		17,4	Ref (56,9)	-2,0	-1,2	0,1	1,4	3,2
CMO médio do Sudeste no período [R$/MWh]		186,2	331,9	391,4	383,9	340,3	344,0	347,3
PLD médio do Sudeste no período [R$/MWh]		211,2	354,0	416,8	407,1	362,6	366,2	369,8
Volatilidade [%]		22,6%	31,2%	30,5%	28,2%	28,9%	39,5%	40,2%
Impacto das usinas no MRE	Δ de GSF [%]	1,2%	Ref (80,8%)	0,4%	0,3%	-0,1%	-0,3%	-0,7%
	Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R$ bi]	13,7	Ref (-51,3)	6,5	4,8	1,4	-2,1	-5,8
Δ de impacto tarifário [%]			Ref	-0,7%	-0,4%	0,1%	0,6%	1,2%

Tabela 4- Comparação dos resultados do prospectivo do caso E60A21.

Prospectivo E60A21	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p] em relação ao vigente	Ref (21,8%)	-3,1	-2,5	-1,1	0,8	3,0
Δ de geração térmica [MWMed]	Ref	-764,7	-716,3	-441,4	14,6	553,7
Δ de custo da geração térmica [R$ bi]	Ref (29,3)	-5,5	-5,2	-3,9	-1,8	2,2
CMO médio do Sudeste no período [R$/MWh]	787,4	592,9	618,6	642,1	701,5	795,8
PLD médio do Sudeste no período [R$/MWh]	578,6	529,5	543,9	555,4	587,7	622,5
Volatilidade [%]	40,9%	34,3%	30,5%	26,1%	19,3%	24,5%
Δ de impacto tarifário [%]	Ref	-1,0%	-0,1%	-0,6%	0,5%	1,8%

Tabela 5- Comparação dos resultados do prospectivo do caso E60A24.

Prospectivo E60A24	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p] em relação ao vigente	Ref (38,6%)	-6,9	-2,7	0,9	4,6	9,7
Δ de geração térmica (MWMed)	Ref (7604,3)	-1135,5	-340,7	388,9	1304,0	2803,8
Δ de custo da geração térmica [R$ bi]	Ref (9,8)	-2,2	-1,0	0,4	2,5	6,4
CMO médio do Sudeste no período [R$/MWh]	175,4	152,9	182,0	219,4	275,6	387,8
PLD médio do Sudeste no período [R$/MWh]	190,7	165,8	189,9	222,6	275,6	387,8
Volatilidade [%]	15,6%	10,6%	16,9%	21,5%	24,0%	32,4%
Δ de impacto tarifário [%]	Ref	-0,7%	0,1%	0,6%	2,8%	7,1%

Tabela 6 - Comparação dos resultados do prospectivo do caso E80A21.

Prospectivo E80A21	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p] em relação ao vigente	Ref (44,2%)	-0,9	0,3	2,2	7,4	9,4
Δ de geração térmica [MWMed]	Ref (5164,6)	-93,4	140,1	566,7	1890,4	2373,6
Δ de custo da geração térmica [R$ bi]	Ref (5,9)	0,0	0,2	0,6	2,5	3,6
CMO médio do Sudeste no período [R$/MWh]	71,2	67,8	100,0	123,3	185,3	200,5
PLD médio do Sudeste no período [R$/MWh]	81,8	76,9	100,7	123,3	185,3	200,5
Volatilidade [%]	29,9%	29,2%	28,7%	32,5%	39,1%	39,5%
Δ de impacto tarifário [%]	Ref	0,2%	0,6%	1,3%	1,3%	2,3%

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

Tabela 7- Comparação dos resultados do prospectivo do caso E80A24.

Prospectivo						
E080A24	Vigente	(25,35)	(15,35)	(15,40)	(15,45)	(15,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p] em relação ao vigente	Ref (75,1%)	-0,6	0,0	0,2	0,2	0,7
Δ de geração térmica [MWMed]	Ref (4643,8)	0,0	8,6	49,1	58,9	229,3
Δ de custo da geração térmica [R$ bi]	Ref (5,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
CMO médio do Sudeste no período [R$/MWh]	0,0	2,2	8,2	14,5	22,6	43,0
PLD médio do Sudeste no período [R$/MWh]	61,1	61,1	61,1	61,1	61,4	72,7
Volatilidade [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,8%	31,3%
Δ de impacto tarifário [%]	Ref	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,4%

Com base nos resultados, as principais **constatações são elencadas** a seguir:

• **Cenário E60A21 (hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos)**: Híbrido com CVaR(15,40) alcança valores próximos de armazenamentos com relação ao modelo Vigente, com uma economia de aproximadamente R$ 4 bilhões no ano, demonstrando maior eficiência financeira em cenários críticos com a mesma segurança energética (aversão ao risco). Os casos híbridos apresentaram menor volatilidade.

• **Cenário E80A21 (hidrologia baixa e reservatórios baixos)**: o modelo híbrido consegue uma resposta adequada ao acionar geração térmica maior de forma antecipada, oferecendo uma melhor aderência à CRef. Híbrido com CVaR (15,40) apresenta ganhos de armazenamentos de 2,2 p.p. com um incremento de R$ 0,6 bilhão de custos de Geração Termelétrica (GT) e 1,3% de aumento de impacto tarifário.

• **Cenário E60A24 (hidrologia extremamente baixa e reservatórios preservados)**: o modelo híbrido também apresenta uma melhor resposta (geração térmica antecipada), preservando os armazenamentos. Híbrido com CVaR (15,40) apresenta ganhos de armazenamentos de +0,9 p.p. com um incremento de R$ 0,4 bilhão de custos de GT e 0,6% de aumento de impacto tarifário.

• **Cenário E80A24 (hidrologia baixa e reservatórios preservados)**: o modelo híbrido "recolhe" a geração térmica (despacho apenas da inflexibilidade), não acarretando o aumento do vertimento turbinável.

• **Backtest (2020 a 2023)**: NEWAVE Híbrido com CVaR (15,40) alcançou maiores níveis de armazenamento ao final de 2023 (+ 2,2 p.p.), utilizando-se do mesmo nível de geração termelétrica e tendo o mesmo custo associado, demonstrando uma maior eficiência financeira em avaliações de longo prazo. Traz também benefícios do ponto de vista de impacto ao MRE com uma redução de R$ 1,2 bilhão de exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP). Do ponto de vista de qualidade das políticas operativas (FCF), observa-se que as trajetórias de armazenamentos do modelo híbrido se aproximam mais dos valores reais observados durante a operação.

Desse modo, a Equipe de Trabalhos Técnicos da **CPAMP recomenda a utilização do modelo NEWAVE Híbrido com o CVaR (15,40)** para fins de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025. Essa escolha é a mais apropriada uma vez que apresenta benefícios econômicos e aderência aos critérios de segurança energética do CMSE. Desta forma, procura-se aproximar à aversão ao risco do modelo Vigente, que deve permanecer em uso pela EPE durante a fase de transição.

Conforme já mencionado, salienta-se que a **EPE não irá empregar a metodologia de NEWAVE Híbrido neste momento**, pois o NEWAVE, em versão avaliada neste relatório, **ainda não é viável computacionalmente** para a representação totalmente individualizada das UHEs nos anos de interesse dos estudos da EPE. Há de se destacar que, para a aplicação nos estudos da EPE, está em curso adequação do NEWAVE de modo a permitir o cálculo dos Custos Marginais de Operação de uma simulação final com parametrização sem o racionamento preventivo nos períodos individualizados. Desse modo, a EPE deverá manter o emprego do NEWAVE agregado com o CVaR com os parâmetros (25,35) nesse momento.

3. Metodologia proposta para implementação no Ciclo de Trabalhos 2023/2024

Visando possibilitar a representação de usinas individualizadas no modelo NEWAVE, a CPAMP propôs, com a assessoria técnica do CEPEL, uma n**ova metodologia de representação híbrida das usinas hidrelétricas (UHEs)**, na qual o modelo as representa individualmente em parte do seu horizonte de planejamento e, no restante do horizonte, de forma agregada através de Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs).

Na modelagem proposta, as **restrições individuais** das usinas hidrelétricas são **representadas de forma direta nos subproblemas** da janela de horizonte individualizada, enquanto a modelagem do problema permanece inalterada nos períodos em que se aplica a modelagem equivalente. No estágio de transição da modelagem individualizada para a agregada, o acoplamento se dá de forma semelhante ao que é feito atualmente no modelo DECOMP, ao acoplar-se com a função de custo futuro do NEWAVE.

Os detalhes das formulações, do processo da geração de cenários, das análises da metodologia e dos resultados dos modelos foram apresentados no Relatório Técnico do CEPEL [11], cuja leitura recomendamos para complementar compreensão do tema.

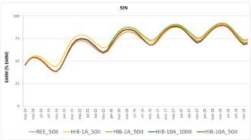
3.1.Avaliações e recomendações iniciais da equipe técnica

Para a avaliação da implementação da representação híbrida de usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE no Ciclo de Trabalhos 2023/2024, foram realizadas análises para avaliar o impacto do período de individualização das usinas hidrelétricas, o impacto do valor das penalidades das restrições físicas das hidrelétricas, o impacto da alteração dos valores de micropenalidades e a nova FPHa implementada no modelo NEWAVE. Na Seção 3.1.1, são apresentados os resultados da avaliação do impacto do período de individualização com a recomendação de individualização de 12 meses. Na seção 3.1.2, são apresentados os impactos quando considerado diferentes valores de penalização das restrições hidráulicas operativas, sendo recomendado que as penalidades de turbinamento mínimo/máximo, defluência e geração mínima para o período individualizado sejam baseadas no CVU (Custo Variável Unitário) da térmica mais cara, valor de penalidade equivalente ao utilizado no VminOp. Em sequência, a Seção 3.1.3 apresenta a proposta de alteração do valor da micropenalidade de vertimento e respectiva compatibilização das demais micropenalidades a ela associadas, internalizadas no modelo NEWAVE. Por último, a Seção 3.1.4 apresenta a avaliação da nova FPHa implementada no modelo NEWAVE.

3.1.1. Avaliação do período de individualização

Com o objetivo de avaliar a influência (causalidade) do horizonte de individualização das UHEs do modelo NEWAVE nos resultados, foi empregado como base o caso prospectivo do Ciclo 2022/2023, mês de referência de março de 2023, com cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 (cenário com escassez de água) considerando o CVaR(25,60) [12]. A escolha do caso com CVaR(25,60) foi devido ao fato de, nesse cenário, entre os pares de CVaR testados, o par mais avesso ser o mais próximo de atender aos critérios de segurança do sistema de acordo com a metodologia de comparação com a CRef. Esse caso foi então executado considerando 12 (1A), 24 (2A) e 120 (10A) meses de individualização das usinas hidrelétricas no NEWAVE. Esses resultados foram comparados ao caso totalmente individualizado (120 meses) executado com 100 iterações, iteração máxima para aprimoramento da função de custo futuro atualmente permitida no modelo NEWAVE. Em adição, para referência, foram acrescentados os resultados do modelo Vigente – usinas hidrelétricas agregadas em REE e CVaR(25,35).

A Figura 3 à Figura 5 apresentam os resultados operativos do NEWAVE. A Figura 6 apresenta os resultados do DECOMP quando acoplado com as funções de custo futuro geradas a partir de seus respectivos NEWAVEs. Os resultados mostram que do ponto de vista de resultados operativos, quanto maior o período de individualização mais os resultados se aproximam aos do caso de benchmark (caso totalmente individualizado com 100 iterações, apresentado nas figuras com a legenda "HIB_10a_100it").



SIN	2022	2023
REE_50it	49,90	53,87
HIB-1A_50it	49,12	52,43
HIB-2A_50it	49,90	53,55
HIB-10A_50it	49,90	53,96
HIB-10A_100it	49,40	53,49

SIN
27,93
41,63
30,52
30,19
34,18

Figura 3 – Resultados do NEWAVE de energia armazenada (em %) na avaliação do período de individualização.

SIN - 1	2022	2023	2024	2025	2026	Estudo
HIB_1A	49,90	53,87	49,90	53,87	49,90	49,90
HIB-1A_50it	49,90	53,43	49,90	53,90	49,90	49,90
HIB-2A_50it	49,90	53,55	49,90	53,90	49,90	49,90
HIB-10A_50it	49,90	53,96	49,90	53,90	49,90	49,90
HIB-10A_100it	49,40	53,49	49,40	53,49	49,40	49,40

SIN	2022	2023
HIB_1A	101,48	108,45
HIB-1A_50it	108,87	101,69
HIB-2A_50it	101,69	108,45
HIB-10A_50it	108,15	101,69
HIB-10A_100it	102,63	108,08

Figura 4 – Resultados do NEWAVE de Custo Marginal da Operação - CMO (em R$/MWh) na avaliação do período de individualização.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

Figura 5 – Resultados do NEWAVE de geração termelétrica (em MWm) na avaliação do período de individualização.

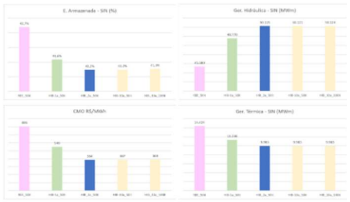


Figura 6 - Resultados de DECOMP na avaliação do período de individualização.

Adicionalmente, foi realizado um estudo para avaliação dos tempos computacionais entre os casos híbrido 12 meses e 24 meses (com todos os recursos disponíveis de redução de tempo, inclusive "cortes externos"), denominados na Tabela 8 de "v281503_HIB_E060A20_1a" e "v281503_HIB_E060A20_2a", respectivamente.

Conforme demonstrado, a execução de modelos com 2 anos de individualização ainda traz desafios operacionais na perspectiva de tempo de processamento.

Tabela 8 - Tempo computacional 12 meses vs 24 meses.

Tipo	v281503_HIB_E060A20_1a	v281503_HIB_E060A20_2a
Leitura de Dados	000:00:01	000:00:00
Calculos Iniciais	000:16:59	000:21:20
Cálculo da Política	001:36:36	003:36:32
Simulacao Final	000:23:42	000:36:50
Tempo Total	002:17:19	004:34:52

7x

Desse modo, a proposta de 12 meses de individualização é a mais adequada no momento, uma vez que apresenta tempos computacionais aceitáveis e do ponto de vista operativo apresenta resultados próximos aos dos modelos com maiores períodos de individualização, trazendo um bom acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP. Em adição, para desenvolvimentos futuros, a equipe técnica recomenda a implementação de funcionalidades que permitam a redução de tempo computacional para o possível emprego do modelo NEWAVE totalmente individualizado.

3.1.2. Avaliações sobre o valor das penalidades

Durante o Ciclo de Trabalho 2022/2023 da CPAMP, uma série de análises foi conduzida visando avaliar o impacto da representação híbrida das usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE. Essas análises foram importantes para definir aspectos da representação individualizada com o objetivo de se aproximar da melhor maneira da realidade operativa do SIN. Entre essas premissas, destaca-se a penalidade pelo não cumprimento dos requisitos de vazão e geração mínimas obrigatórias e turbinamento mínimo e máximo. Inicialmente, a equipe técnica sugeriu a utilização do custo do recurso mais oneroso, o custo de déficit, como referência para o valor da penalidade.

No entanto, diante das discussões realizadas em workshops com os agentes do setor e das análises preliminares, surgiu a necessidade de uma investigação mais aprofundada sobre os efeitos na operação do SIN das diferentes premissas para definir o valor da penalização. Os estudos apresentados neste item do relatório visam preencher essa lacuna. Para tal, foram simulados casos com os modelos NEWAVE e DECOMP dos PMOs de outubro/2020 e maio/2021, além dos casos prospectivos do Ciclo 2022/2023 [12], 24 mês de referência março de 2024, com o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento) e mês de janeiro de 2024, com o cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento).

3.1.2.1. Casos de PMO

Nos casos de PMO, foram realizadas avaliações relativas à alteração dos valores das penalidades utilizadas no modelo NEWAVE, a fim de evitar a violação das restrições hidráulicas. Foram simulados casos com valores de penalidades decrescentes, partindo de um valor extremamente alto (onde o modelo evitaria a todo custo a violação de uma restrição) para valores menores, passando por valores intermediários vinculados a outras penalidades, como a utilizada para o Volume Mínimo Operativo (VminOp), a fim de se observar o comportamento operativo das variáveis sistêmicas no caso de sua adoção.

Os valores simulados para as penalidades estão descritos a seguir:

- "Infinito" (representando por um valor extremamente alto: 99.999 R$/MWh) – pen99999;
- Custo de déficit – cdef;
- Máximo CVU (mesmo valor utilizado na violação de VminOp) – maxcvu;
- Menor que o máximo CVU (termomacae e termorio);
- Menor CVU considerado na configuração – mincvu.

Para estas análises, foram realizadas simulações com os casos PMO de outubro de 2020 e maio de 2021, a fim de que se garantisse que diferentes condições hidrológicas fossem contempladas, como período seco e período úmido. Na Tabela 9 são apresentadas as condições iniciais dos casos utilizados nos estudos. Notem que, apesar do PMO de maio de 2021 ser um caso de período úmido, as condições iniciais também não são favoráveis (crise hídrica de 2021), assim como no caso PMO de outubro de 2020.

Tabela 9 - Condição Inicial do SIN - PMO de maio de 2021 e outubro de 2020.

Condição Inicial do SIN	OUT/20	MAI/21
Energia Armazenada Inicial SIN (% EARMáx)	42.4	44.4
Tendência SIN Mês Anterior (% MLT)	61.0	59.4
Tendência SIN Média Último ano (% MLT)	81.0	72.2

Para a análise, foram avaliados os impactos na operação fornecida tanto pelo modelo NEWAVE, que de fato tem a mudança na representação do sistema nos estágios individualizados, quanto pelo modelo DECOMP, que somente recebe a informação do modelo NEWAVE através da Função de Custo Futuro (FCF), individualizada ou não.

Os impactos na operação do modelo NEWAVE demonstram que requisitos de defluência mínima representam aproximadamente 10% da capacidade de geração hidráulica. Dada a incerteza hidrológica futura, representada por uma variedade de cenários de afluência ao longo do horizonte de operação, é esperado que, em algumas circunstâncias, não seja possível satisfazer integralmente esses requisitos. Quando essa situação ocorre, a violação desses requisitos acarreta uma penalização, resultando em um aumento no custo de operação. Consequentemente, conforme aumenta-se o valor da penalização por violação dos requisitos de defluência mínima, observa-se um incremento no custo total de operação, conforme ilustrado na Figura 7. O caso com penalização "Infinita" pen99999, caracterizado por uma penalização excepcionalmente elevada, resulta em custos de operação substanciais, razão pela qual foi excluído dos gráficos da Figura 7. Essa exclusão visa facilitar a análise dos demais casos.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

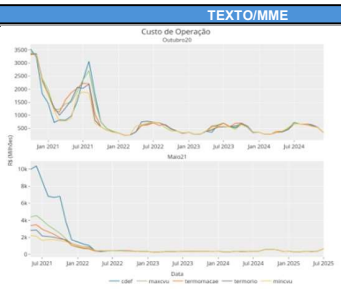
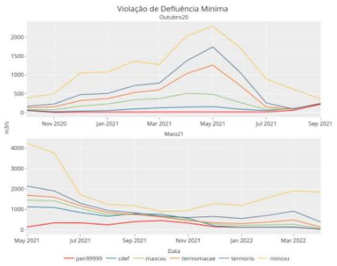
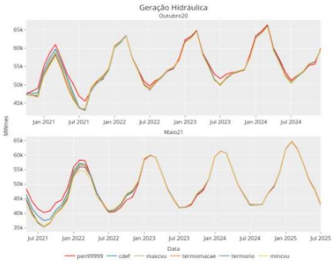
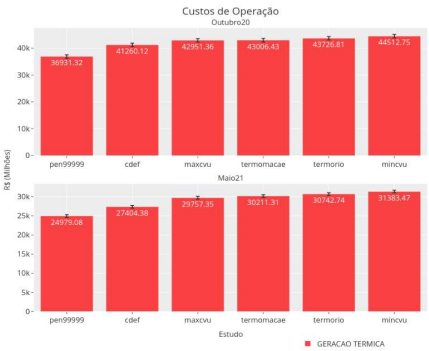
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
 Figura 7 – Custo Total de Operação médio (presente) do SIN – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.		
Na Figura 8, é evidente uma redução significativa nas violações dos requisitos de defluência mínima obrigatória ao longo de todo o período de estudo, à medida que aplicamos penalidades mais severas para o não cumprimento desses requisitos. Mesmo com a maior penalidade (pen99999), ainda pode haver dificuldades em atender completamente a meta de defluência mínima obrigatória, devido a existência de cenários futuros críticos. Assim, o resultado do caso pen99999 pode representar um limite para a capacidade do sistema em suprir os requisitos de defluência mínima obrigatória.		
 Figura 8 - Montante de violação de defluência mínima – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.		
Com a redução das violações dos requisitos de defluência mínima, espera-se um aumento na geração hidráulica. Na Figura 9, podemos confirmar que o sistema de fato segue o padrão esperado de acréscimo da geração hidráulica com o aumento da penalidade por não cumprimento da meta de defluência mínima. As maiores diferenças são observadas ao longo do primeiro ano, justamente o período da representação individualizada do sistema (FCF individualizada).		
Como consequência do aumento da geração hidráulica, é possível verificar, conforme ilustrado na Figura 10, uma redução nos custos de geração térmica à medida que o valor da penalidade aumenta. Tal redução é consequência da diminuição na utilização da geração térmica, como indicado na Figura 11. Esse comportamento é explicado pela maior influência das violações das restrições hidráulicas de defluência mínima sobre o custo total de operação. Isso resulta em um menor volume de violação, o que por sua vez leva a uma maior geração hidráulica compulsória e, consequentemente, a uma redução no despacho de geração térmica.		
 Figura 9 - Geração hidrelétrica do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.		
Como consequência do aumento da geração hidráulica, é possível verificar, conforme ilustrado na Figura 10, uma redução nos custos de geração térmica à medida que o valor da penalidade aumenta. Tal redução é consequência da diminuição na utilização da geração térmica, como indicado na Figura 11. Esse comportamento é explicado pela maior influência das violações das restrições hidráulicas de defluência mínima sobre o custo total de operação. Isso resulta em um menor volume de violação, o que por sua vez leva a uma maior geração hidráulica compulsória e, consequentemente, a uma redução no despacho de geração térmica.		
 Figura 10 - Custo de geração térmica – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

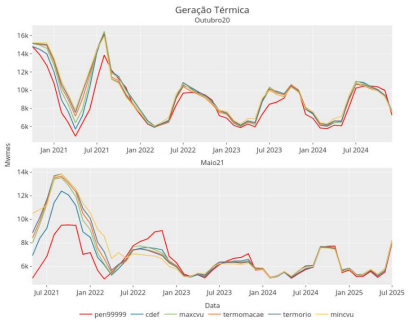
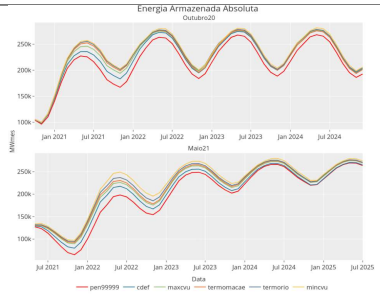
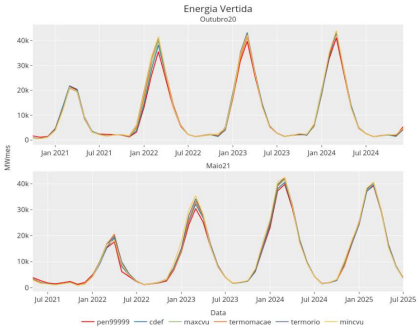
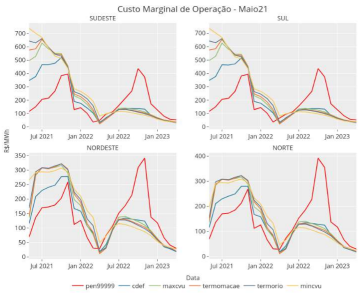
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
 **Figura 11 - Geração térmica do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.**		
Outro desdobramento do aumento do uso dos recursos hidráulicos é a redução do volume armazenado. Essa diminuição tende a ser mais significativa à medida que aumenta a penalização pelo não cumprimento dos requisitos que compõem a parcela compulsória da geração hidráulica, como indicado na Figura 12. Novamente, as diferenças de armazenamento são mais acentuadas nos primeiros estágios, reduzindo ao longo do horizonte de estudo. Também é possível verificar que os casos com os maiores valores de penalidade – "Infinito" (pen99999) e Custo de Déficit (cdef) – mantêm armazenamento inferior aos demais casos ao longo de todo horizonte.		
 **Figura 12 - Energia armazenada do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.**		
Dado o aumento da geração hidráulica e respectiva redução nos níveis de armazenamento, apresentados anteriormente, é esperado que o montante de vertimento diminua à medida que aumentamos o valor da penalização das violações dos requisitos de defluência mínima. Esta relação pode ser observada no comportamento dos resultados apresentados na Figura 13. No entanto, é importante notar que, embora existam variações nos resultados, as diferenças observadas não são significativas.		
 **Figura 13 - Energia vertida do SIN – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020 e maio de 2021.**		
Conforme explicado anteriormente, com o aumento do valor da penalidade, ocorre uma redução na geração térmica, resultando em uma redução no valor do CMO para todos os submercados no primeiro ano, conforme ilustram a Figura 14 e Figura 15. O horizonte de avaliação nas figuras foi limitado a 24 meses para permitir uma análise mais precisa dos impactos no curto prazo.		
 **Figura 14 - CMO médio por submercado – Modelo NEWAVE – PMO de maio de 2021.**		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

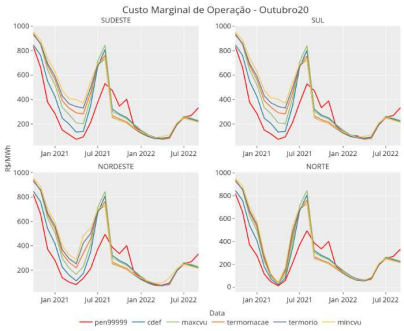


Figura 15 - CMO médio por submercado – Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020.

Devido à competição direta entre as restrições de Volume Mínimo Operativo (VminOp) e as restrições de defluência mínima, foi analisado o impacto da penalização desta última no cumprimento das restrições de VminOp. Conforme observado na Figura 16, para o PMO de maio de 2021, os resultados de todos os casos com penalização inferior ou igual ao Máximo CVU (maxcvu) são bastante próximos entre si e consideravelmente menores do que os verificados para o caso cdef. Para esta análise, é importante lembrar que a penalidade por violação dos requisitos de VminOp é baseada no Máximo CVU. Dessa forma, quando a penalização pela violação dos requisitos de defluência mínima é maior do que a penalização do VminOp, como ocorre no caso cdef, é mais vantajoso violar esta última.

A relação entre a violação dos requisitos de volume mínimo operativo e a penalização do não atendimento dos requisitos de defluência mínima observada para o PMO de outubro de 2020 é similar àquela verificada para o PMO de maio de 2021, embora menos acentuada para o caso cdef. É importante notar que continua existindo uma correlação direta entre o aumento do valor de penalização dos requisitos de defluência mínima e a intensificação da violação dos requisitos de volume mínimo operativo.

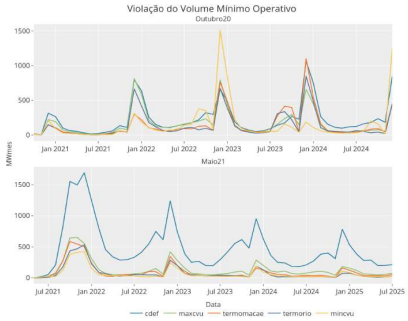


Figura 16 - Violação do Volume Mínimo Operativo – Modelo NEWAVE – PMO de maio de 2021 e outubro de 2020.

Adicionalmente, foi avaliado o impacto no valor da água devido a consideração de diferentes valores de penalização dos requisitos de vazão defluente mínima. Nessa avaliação, foi observado principalmente a cascata do REE Paraná, onde estão localizadas duas grandes restrições de vazão mínima obrigatória (UHE Jupiá e UHE Porto Primavera). Os resultados para o PMO de outubro de 2020 e PMO de maio de 2021, conforme ilustrados na Figura 17 e Figura 18, mostram que o valor da água das usinas nessa cascata diminui (em módulo) à medida que o valor da penalidade é reduzido. Isto está relacionado ao fato das restrições de defluência mínima de UHE Jupiá e UHE Porto Primavera serem determinantes para a operação realizada no SIN. Tendo em vista que estas restrições devem ser atendidas com maior prioridade conforme o aumento das penalidades impostas, o valor da água das usinas envolvidas em fornecer recursos para o atendimento destas restrições é fortemente influenciado pela penalidade escolhida.

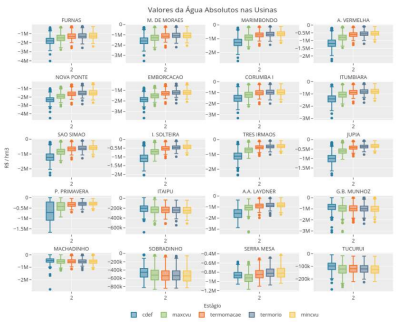


Figura 17 - Distribuição dos valores da água por usina hidrelétrica – simulação final do Modelo NEWAVE – PMO de outubro de 2020.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

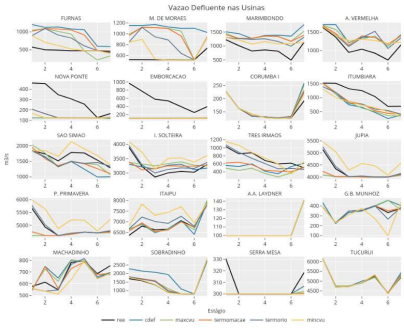
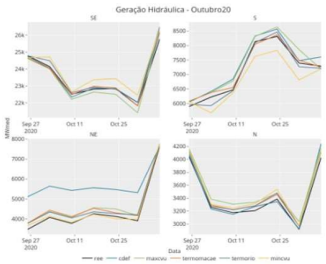
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
 Figura 18 - Distribuição dos valores da água por usina hidrelétrica – simulação final do Modelo NEWAVE – PMO de maio de 2021.		
No entanto, essa dinâmica não se replica igualmente em outras bacias hidrográficas dentro do SIN. Por exemplo, no PMO de outubro de 2020, não foi observado um impacto significativo no valor da água das usinas localizadas no Sul e no Nordeste. No Norte, embora seja possível notar um impacto na UHE Serra da Mesa, não houve um efeito semelhante na UHE Tucuruí. Isso pode ser atribuído, em parte, à curva referencial de deplecionamento adotada para a UHE Tucuruí, que restringe sua geração.		
Já no PMO de maio de 2021, apresentado na Figura 18, é possível observar, para as usinas localizadas no Sul, Nordeste e Norte, um impacto mais suave, porém com uma tendência oposta. Ou seja, foi observada uma pequena elevação (em módulo) no valor da água à medida que o nível de penalização associado aos requisitos de vazão mínima aumenta.		
As análises confirmam a expectativa de que as bacias diretamente afetadas por restrições hidráulicas apresentam o maior impacto na valorização da água armazenada em seus reservatórios. No entanto, é importante observar que todas as bacias são afetadas, mesmo que em menor grau.		
A fim de complementar os resultados observados com o modelo NEWAVE, foram analisados os impactos na operação do DECOMP decorrentes da alteração do valor das penalidades pelo não atendimento dos requisitos de vazão mínima no modelo NEWAVE. Neste contexto, é importante destacar que as restrições hidráulicas são consideradas "hard" no DECOMP, ou seja, não podem ser violadas. Assim, a variação nos valores de penalidade se manifesta apenas via função de custo futuro.		
Para o PMO de outubro de 2020, como já constatado anteriormente na Figura 17, o valor da água nas usinas localizadas a montante da UHE Jupiá e da UHE Porto Primavera, sujeitas a requisitos de defluência mínima bem expressivos, aumenta à medida que a penalização pelo não cumprimento desses requisitos é incrementada. Isso indica um uso mais parcimonioso da água nessa cascata específica, compensado pela utilização da água em outras cascatas, a fim de atender à demandaDesta forma, analisando a Figura 19, que ilustra as vazões defluentes de diversas usinas do SIN, é possível observar que nas situações com penalidades de violação mais severas, a vazão defluente em Jupiá e Porto Primavera é menor, resultando na limitação da geração dessas usinas aos requisitos mínimos de vazão defluente. A indicação do valor da água proveniente da FCF destaca a relevância futura da água armazenada nesta bacia, o que naturalmente reduzirá seu uso. A diminuição da defluência no Paraná é compensada pelo aumento no Sul e, principalmente, no Nordeste. Além disso, a operação resultante ao considerar penalidades mais elevadas prioriza o deplecionamento no Grande e reduz no Paranaíba e Tietê.		
 **Figura 19 - Vazão defluente em um conjunto de usinas hidrelétricas – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.**		
De acordo com a avaliação realizada anteriormente, pode-se observar na Figura 20 que a geração hidráulica do subsistema Sudeste (SE) diminui à medida que utilizamos funções de custo futuro construídas considerando penalizações mais elevadas no horizonte do modelo de médio prazo. Por outro lado, há um aumento na geração hidráulica nos subsistemas Nordeste e Sul. A geração do subsistema Norte permanece praticamente inalterada. De uma forma geral, a geração hidráulica no SIN registra um aumento, de acordo com a Figura 21. A geração hidráulica do caso maxcvu reduz mais acentuadamente no Sudeste, em decorrência da redução da defluência da bacia do Tietê, conforme ilustrado na Figura 19. Essa redução é compensada por um aumento na geração do Norte.		
 **Figura 20 - Geração hidráulica nos submercados – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.**		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

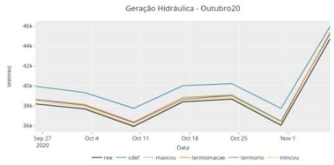
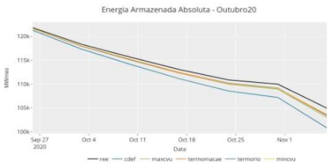
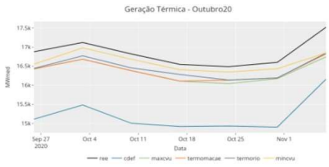
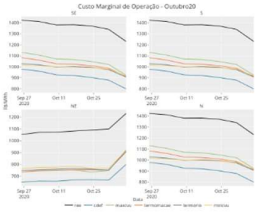
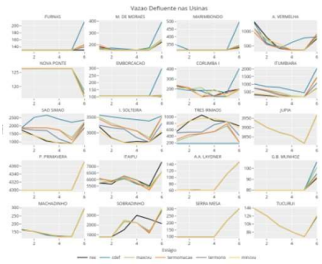
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
 Figura 21 - Geração hidráulica do SIN – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.		
À medida que a geração hidráulica aumenta, espera-se uma redução na energia armazenada e na geração termelétrica. Estes resultados podem ser verificados para o SIN na Figura 22 e Figura 23, respectivamente. Essa tendência se intensifica à medida que o valor da penalidade por não cumprimento dos requisitos de defluência mínima obrigatória é elevado.		
 Figura 22 - Energia armazenada do SIN – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.		
 Figura 23 - Geração termelétrica do SIN – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.		
A redução da geração termelétrica geralmente resulta em uma diminuição do valor do custo marginal de operação, como evidenciado nos resultados para o caso cdef, conforme ilustrado na Figura 24. Observa-se que os CMO dos submercados Sudeste, Sul e Norte estão alinhados.		
 Figura 24 - Custo Marginal de Operação – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.		
Os resultados observados para o PMO de maio de 2021 apresentam um comportamento semelhante aos do PMO de outubro de 2020. Para todos os casos analisados, a defluência nas usinas de Jupiá e Porto Primavera corresponde exatamente ao seu requisito de defluência mínima. No entanto, é possível notar através da Figura 25 que, para casos com penalidades mais elevadas, ocorre um deplecionamento maior nas bacias do Paraná e Paranaíba, acompanhado por um aumento correspondente no armazenamento na bacia do Tietê. Itaipu também tem um aumento na sua defluência, a partir do estoque de seu reservatório. As demais usinas avaliadas praticamente não apresentam alterações significativas nos volumes de defluência.		
 Figura 25 - Vazão defluente em um conjunto de usinas hidrelétricas – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.		
Foi registrado um aumento na defluência das usinas do Paranaíba, porém, sem redução na defluência da bacia do Grande. A compensação pelo aumento da defluência do Paranaíba foi realizada pelas usinas da bacia do Tietê. Como resultado desta operação, espera-se um aumento na geração hidráulica do subsistema Sudeste, conforme evidenciado na Figura 26. Também é possível verificar uma ligeira redução da geração hidráulica no Nordeste para os casos cdef e maxcvu. Já a geração nos demais subsistemas permanece praticamente inalterada. Consequentemente, de acordo com a Figura 27, a geração hidráulica total do SIN deve ser maior à medida que o valor da penalização adotada para as violações dos requisitos de defluência mínima aumenta.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

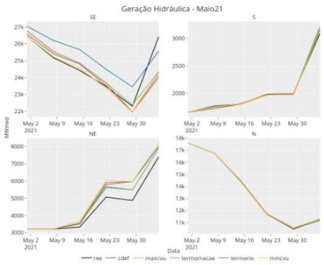


Figura 26 - Geração hidrelétrica dos submercados – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

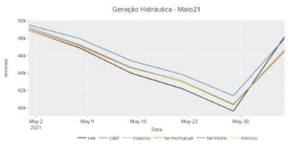


Figura 27 - Geração hidráulica do SIN - Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

À medida que a geração hidráulica aumenta, espera-se uma redução na energia armazenada e na geração termelétrica. Estes resultados podem ser verificados para o SIN na Figura 28 e Figura 29, respectivamente.

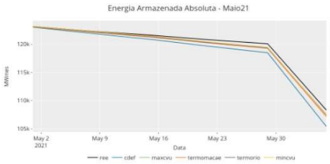


Figura 28 - Energia armazenada do SIN – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

Nos resultados apresentados, destaca-se que o caso cdef, caracterizado pela maior penalidade de violação, apresenta uma redução no custo marginal de operação em decorrência da diminuição da geração térmica, como pode ser observado na Figura 30. É interessante notar que os custos marginais de operação nos submercados Sudeste e Sul estão alinhados, assim como nos submercados Nordeste e Norte.

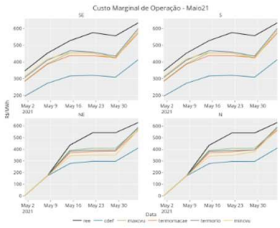


Figura 30 - Custo Marginal de Operação – Modelo DECOMP – PMO de maio de 2021.

3.1.2.2. Casos Prospectivos

Os casos prospectivos foram executados com base nos decks do Ciclo de Trabalho 2022/2023. O primeiro caso empregou o deck do mês de referência março de 2024, com o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento) e o segundo caso considerou o mês de dezembro de 2023, com o cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento). Ambos os casos foram executados com o CVaR(25,60), uma vez que os resultados do ciclo anterior mostraram que, entre os pares de CVaR testados, o par mais avesso seria o mais próximo de atender aos critérios de segurança do sistema de acordo com a metodologia de comparação com a CRef. Quanto aos valores testados para as penalidades, estes estão descritos a seguir:

- **Custo de déficit 8.104 R$/MWh – CD**;
- Valor utilizado na violação de **VminOp 4.079 R$/MWh – VminOp**;
- Máximo CVU **UTE Xavantes 3.677 R$/MWh – Term.**

Em sequência, são apresentados os principais resultados para o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020. A Figura 31 apresenta os resultados de Custo Total da Operação (CTO) que mostram que quanto menor o custo da penalidade, maior será o custo de geração térmica.

Figura 31 - Custo Total de Operação, Prospectivo ENA 60% EARM 2020.

A Figura 32 e a Figura 33 apresentam os resultados de geração térmica e energia armazenada do NEWAVE. Observa-se um aumento de 395 MWm e aumento de 0,21 p.p de energia armazenada (de 51,56% para 51,77%) no caso que emprega a penalidade equivalente ao custo do VMinOp em comparação com o caso que emprega a penalidade equivalente ao custo de déficit.

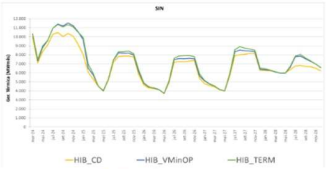


Figura 32 – Geração Térmica, Prospectivo ENA 60% EARM 2020.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

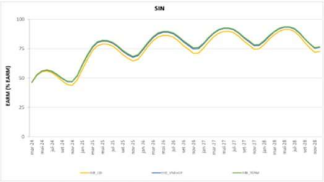
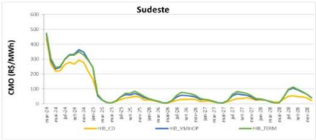
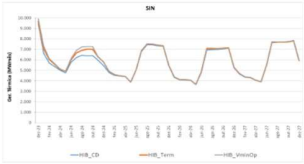
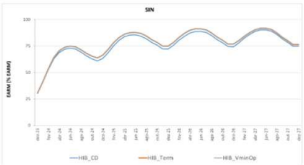
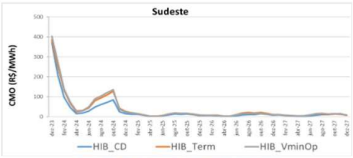
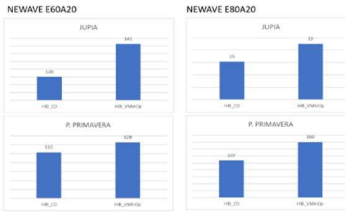
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
 Figura 33 - Energia Armazenada, Prospectivo ENA 60% EARM 2020.		
Para o CMO, quando realizada a mesma comparação, é verificado um aumento Zde aproximadamente 45 R$/MWh para o Submercado Sudeste/Centro Oeste (Figura 34)		
 Figura 34 - CMO, Prospectivo ENA 60% EARM 2020.		
Dando prosseguimento, são apresentados os principais resultados para o cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento). Assim como apresentado no cenário anterior, a Figura 35 apresenta o CTO, indicando que quanto menor o custo da penalidade, maior é o custo de geração térmica.		
 Figura 35 - Custo Total de Operação, Prospectivo ENA 80% EARM 2020.		
No parâmetro geração térmica (Figura 36), no resultado do NEWAVE observou-se um aumento de 219 MWm em média, quando comparado o caso que emprega a penalidade equivalente ao custo do VMinOp em relação ao caso que emprega a penalidade equivalente ao custo de déficit.		
 Figura 36 - Geração Térmica, Prospectivo ENA 80% EARM 2020.		
E no parâmetro energia armazenada, conforme a Figura 37, quase não apresentou alteração.		
 Figura 37 - Energia Armazenada, Prospectivo ENA 80% EARM 2020.		
Para o CMO, quando realizada a mesma comparação, é verificado um aumento de aproximadamente 32 R$/MWh para o Submercado Sudeste/Centro Oeste (Figura 38).		
 Figura 38 - CMO, Prospectivo ENA 80% EARM 2020.		
Em termos de parâmetros hidráulicos, destaca-se a violação de defluênciamínima para as usinas de Jupiá (restrição de 3.300 m3/s) e Porto Primavera (restrição de 4.600 m3/s) apresentadas na Figura 39. A média da violação de deplecionamento dessas usinas demonstra que quanto menor o custo de penalidade, maior é o acréscimo da violação do deplecionamento mínimo.		
 Figura 39 - Violação de defluência mínima das usinas hidrelétricas Jupiá e Porto Primavera.		
Refletindo os resultados obtidos nas simulações no NEWAVE, os resultados do DECOMP também demonstram que quanto menor a penalidade, maior será o acionamento de térmica.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

Para o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento), a Figura 40 apresenta os resultados obtidos de CMO do Sudeste, geração hidráulica, energia armazenada e geração térmica do SIN. E no cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 (proveniente do processo do encadeamento), a Figura 41 também apresenta os mesmos parâmetros.

Em síntese, destaca-se a geração térmica no DECOMP resultante da alteração da função de custo futuro do NEWAVE devido à mudança do custo da penalidade associada às restrições físicas. Conforme demonstra a Figura 42, o cenário de ENA 60% e armazenamento 2020 aumentou em 527 MWm e o cenário de ENA 80% e armazenamento 2020 foi de 130 MWm.

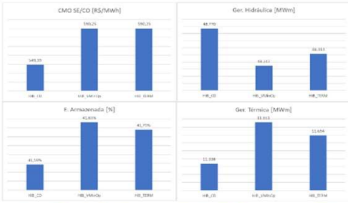


Figura 40 - Resultados de Decomp, cenário ENA 60% e Armazenamento 2020.

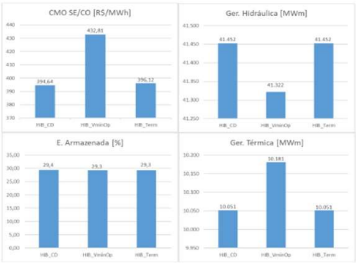


Figura 41 - Resultados de Decomp, cenário ENA 80% e Armazenamento 2020.

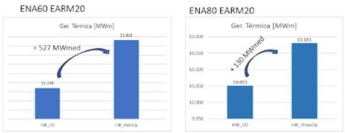


Figura 42 - Geração térmica no DECOMP, Prospectivo ENA 60% EARM20 e ENA 80% EARM20.

Os resultados demonstram que a utilização de custos de violação baseados no máximo CVU trazem benefícios do ponto de vista operativo, sobretudo quando observados valores de geração termelétrica. Portanto, a equipe recomenda a redução do valor das penalidades de restrições físicas das hidrelétricas para o máximo CVU, com valor semelhante ao utilizado no VminOp, conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Valores propostos de penalidade.

Restrição	Valor da penalidade no Ciclo 2022/2023	Valor proposto da penalidade no Ciclo 2023/2024
Desvio d´água	Custo Déficit + Δ_1	Custo Déficit + Δ_1
VminOp	Térmica mais cara + Δ_2	Térmica mais cara + Δ_2
Vazão mínima	Custo Déficit	Térmica mais cara + Δ_2
Geração Hídrica mínima	Custo Déficit	Térmica mais cara + Δ_2
Turbinamento mínimo	Custo Déficit	Térmica mais cara + Δ_2
Turbinamento máximo	Custo Déficit	Térmica mais cara + Δ_2

3.1.3. Avaliações das micropenalidades no NEWAVE

Ao longo deste ciclo de trabalho foram realizados encontros com Agentes do setor nos quais, através de discussões sobre os temas apresentados, foi possível aprofundar diversas análises realizadas pela Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP. Assim, após o 30º Workshop com os agentes, dadas as contribuições de agentes do setor como ENERCORE, CEMIG e ITAIPU, a equipe técnica avaliou casos em que o modelo híbrido apresentava maior deplecionamento, principalmente nos submercados Sudeste e Sul, durante o período úmido. Este mesmo comportamento foi observado em estudos realizados com o modelo DECOMP, que deplecionava fortemente algumas usinas, com vertimentos elevados especialmente na UHE Itaipu, comportamento não observado quando se utilizava a FCF do modelo agregado, conforme Figura 43.

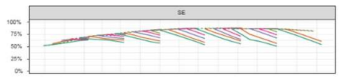


Figura 43 - Deplecionamento do reservatório do Sudeste, estudo da Enercore.

Foram avaliados os valores da água de usinas no PMO de abril de 2023, que conta com elevados níveis nos reservatórios, além de tendência hidrológica favorável. Na Figura 44 nota-se que são construídos cortes com coeficientes de armazenamento positivos para a UHE FURNAS, com valores de aproximadamente 0,02 ($/hm3)*(mês/h), sinalizando para o modelo DECOMP o deplecionamento desse reservatório.

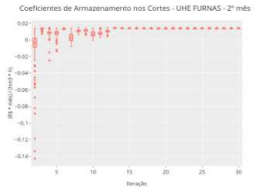


Figura 44 - Coeficiente de armazenamento da UHE FURNAS nos cortes construídos durante o cálculo da política – PMO de abril de 2023.

Já o comportamento da energia armazenada no modelo DECOMP está exemplificado na Figura 45, na qual a curva azul, relativa ao acoplamento com a FCF do modelo NEWAVE agregado (REE), mantém o armazenamento, enquanto a curva laranja, oriunda da FCF individualizada, deplecionа os armazenamentos do SIN.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

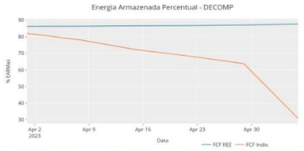


Figura 45 - Energia armazenada do SIN – Modelo DECOMP – PMO de abril de 2023.

Resultados semelhantes podem ser observados na análise dos gráficos de volume armazenado e vazão vertida de diversas usinas. Neste caso, a UHE FURNAS foi escolhida para representar essa análise. Na Figura 46 é ilustrado o comportamento de deplecionamento do armazenamento de FURNAS, com significativas diferenças quando acoplada com a função de custo futuro do NEWAVE Híbrido. Da mesma forma, a vazão defluente aumenta significativamente devido aos altos valores de vazão vertida.

Com a constatação de que, em casos com abundância de recursos energéticos armazenados e afluentes, o modelo NEWAVE, através da FCF, provocava no modelo DECOMP uma sinalização demasiadamente intensa de que a água deveria ser turbinada e/ou vertida ao invés de ser armazenada, foi iniciado um trabalho de investigação das possíveis causas desta incompatibilidade na sinalização.

A causa desse comportamento foi identificada como sendo decorrente dos valores de micropenalidades de vertimento do NEWAVE serem maiores do que as penalidades consideradas pelo DECOMP. Neste contexto, micropenalidades são as penalidades de valores geralmente bastante reduzidos em módulo e que são internas aos modelos, objetivando estabelecer uma ordem de prioridade na tomada de decisão para modelagem de fenômenos físicos ou operativos, como o vertimento.

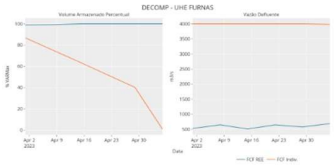


Figura 46 - Volume Armazenado e Vazão Defluente para UHE FURNAS – Modelo DECOMP – PMO de abril de 2023.

Desta forma, a micropenalidade de vertimento tem como finalidade informar ao modelo que a decisão de verter é algo pela qual ele será penalizado, portanto devem ser buscadas soluções que evitem realizar vertimento. Ao realizar a consulta aos parâmetros internos no modelo NEWAVE, verificou-se que, em períodos individualizados, as micropenalidades de vertimento se encontravam maiores em módulo do que as utilizadas pelo modelo DECOMP.

Assim, a FCF do NEWAVE estava sinalizando ao modelo DECOMP que o vertimento da água estocada nos reservatórios resultaria em uma maior redução do custo total de operação em comparação ao acréscimo de custo proporcionado pelo aumento do vertimento.

Desta forma, foram adotados, no modelo NEWAVE, valores correspondentes à metade dos utilizados pelo modelo DECOMP e avaliados os comportamentos desta alteração. É importante destacar que as demais micropenalidades consideradas pelo modelo NEWAVE foram ajustadas para serem compatíveis com o novo valor de penalidade de vertimento.

A Tabela 11 ilustra os valores das novas micropenalidades adotadas para o modelo híbrido em relação aos valores adotados no modelo agregado (REE).

Tabela 11 - Valores de micropenalidades existentes anteriormente, suas relações e os novos valores propostos, no modelo NEWAVE.

MICRO-PENALIDADES ($/MWh)	Valores default	% P vert	Novos valores
VERTIMENTO EM PERÍODOS IND.	0.0055	1.0000	0.000300
INTERCÂMBIO	0.0050	0.9091	0.000273
VERTIMENTO FIO D´ÁGUA	0.0055	1.0000	0.000300
VERTIMENTO CONTROLÁVEL	0.0060	1.0909	0.000327
TURBINAMENTO EM PERÍODOS IND.	0.0061	1.1091	0.000333
CORTE DE GERAÇÃO EÓLICA	0.0063	1.1455	0.000344
EXCESSO DE ENERGIA	0.0065	1.1818	0.000355

Após essa modificação, realizada internamente no modelo pelo CEPEL a pedido da equipe técnica, foi realizada uma análise dos coeficientes dos cortes de diversas UHE e, conforme esperado, o modelo passou a responder adequadamente.

Na Figura 47, é possível observar que as curvas azuis (REE) e verdes (DECOMP acoplado com FCF individualizada calculada com micropenalidades alteradas) estão próximas, invertendo o sinal de vertimento anterior indicado pela curva laranja (DECOMP acoplado com FCF individualizada anterior).

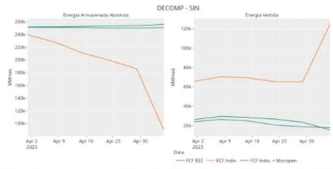


Figura 47 - Energia armazenada do SIN e energia vertida do SIN – Modelo DECOMP – PMO de abril de 2023.

É possível observar individualmente o mesmo comportamento para o armazenamento de um conjunto de usinas, conforme ilustra a Figura 48, onde as curvas de volume armazenado se aproximaram da sinalização da função de custo futuro do caso REE com as novas micropenalidades de vertimento.

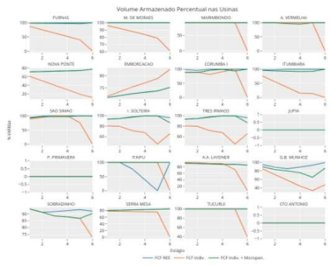


Figura 48 - Volume armazenado em um conjunto de usinas hidrelétricas – Modelo DECOMP – PMO de abril de 2023.

Na Figura 49, para o caso do PMO de outubro de 2020, pode-se observar que as curvas de armazenamento do modelo DECOMP são similares entre os casos com acoplamento com FCF agregada, individualizada e individualizada calculada com alteração da micropenalidade de vertimento. Já para a energia vertida, nos primeiros estágios, a solução com FCF individualizada calculada com novas micropenalidades se aproxima da solução anterior, o que mostra que não há um comportamento claro e bem definido em casos sem abundância de recursos energéticos armazenados e afluentes.

Da mesma forma, a sinalização dada pelo NEWAVE com FCF agregada, individualizada com e sem alteração da micropenalidade de vertimento não resulta em uma operação monótona em relação ao armazenamento para as usinas do REE Paraná, como pode ser visto na Figura 50. Nota-se que, por exemplo, as UHE FURNAS e ITUMBIARA têm uma redução nos seus níveis de armazenamento quando a FCF é individualizada, mas NOVA PONTE e EMBORCACAO operam em volumes mais elevados nestes mesmos casos.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

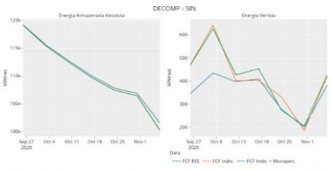
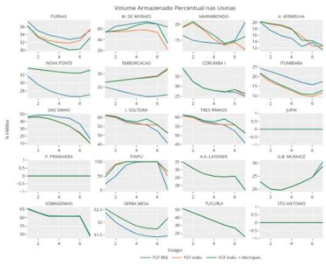
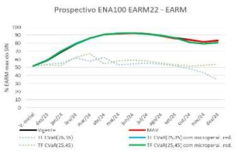
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
 Figura 49 - Energia armazenada e energia vertida – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.		
 Figura 50 - Volume armazenado em um conjunto de usinas hidrelétricas – Modelo DECOMP – PMO de outubro de 2020.		
Em complemento, a Equipe de Trabalhos Técnicos reexecutou os decks prospectivos do Ciclo de Trabalhos 2022/2023 para dois pares de CVaR do cenário ENA 100% da MLT e armazenamento inicial igual ao de dezembro de 2022. Esse cenário apresentava excesso de água e consequentemente um comportamento da trajetória de armazenamento errático, no qual o modelo optava por verter energia antecipadamente [2]. Como pode ser observado na Figura 51, a alteração das "micropenalidades" consegue melhorar a trajetória de armazenamento, diminuindo o vertimento antecipado, como apresentado na Figura 52.		
 Figura 51 - Energia Armazenada, Prospectivo ENA100 EARM 22.		
 Figura 52 - Vertimento total, Prospectivo ENA100 EARM 22.		
Portanto, considera-se eficaz a proposta de alteração dos valores de micropenalidade realizada pela equipe técnica, que obteve sucesso em remover um viés operativo de indicação de vertimento elevado em períodos com abundância de recursos, ao mesmo tempo que não modificou sistematicamente a operação praticada em casos quaisquer, permitindo que a influência do cálculo individualizado da política operativa continue provocando diferentes tomadas de decisão em relação à política agregada.		
3.1.4. Avaliação da nova FPHa no NEWAVE		
Destaca-se que a Força Tarefa do modelo NEWAVE (FT-NEWAVE) validou a utilização da FPHa – Função de Produção Hidráulica aproximada, remodelada pelo CEPEL, assim como já é feito nos modelos DECOMP e DESSEM, trazendo, portanto, maior robustez na representação do período individualizado. O CEPEL disponibilizou a versão 28.16.4 do NEWAVE com aprimoramentos relacionados à Função de Produção Hidráulica ajustada – FPHa. A partir dessa nova versão, o modelo seguiu o rito de validação de suas funcionalidades implementadas pela FT NEWAVE, que ocorreu entre os meses de novembro e dezembro de 2023.		
Essa importante melhoria consegue prover uma maior robustez ao modelo híbrido, além da correta compatibilização com os demais modelos na cadeia de cálculo.		
Conforme disponibilizado pelo centro de pesquisa, a função de produção hidráulica ajustada segue as seguintes etapas: (i) determinação da janela e grade de discretização, com a largura da janela compatível com o tamanho do reservatório, de forma a representar o espectro de operação da usina, para posteriormente ocorrer a definição dos pontos; (ii) cálculo da geração exata em cada ponto: é feito da consideração do vertimento nulo, obtendo uma "nuvem de pontos" no espaço tridimensional; (iii) construção da envoltória convexa: a partir dos pontos calculados no item anterior e um ponto adicionado para "fechar" a região abaixo da curva; (iv) regressão para minimização das diferenças entre a FPH e FPHa: obtenção de uma FPHA0, representada por uma função côncava e linear por partes e que, para evitar regiões que a função se apresenta pessimista ou otimista, utiliza-se uma regressão para equilibrar os erros; (v) aproximação secante na dimensão da vazão lateral: aplicação de uma secante para cada plano obtido e um eixo adicional da FPHa, agregando-se todas as variáveis que afetam a cota do canal de fuga.		
Foram realizados **12 testes de validação executados pela CCEE, ONS e EPE**, Adicionalmente, foi realizado um **teste pelo agente CEMIG**, que avaliou a construção e uso da função de produção hidrelétrica aproximada utilizada pelo NEWAVE nas etapas individualizadas. Todo o material produzido está disponível em ftp://ftprio.ons.org.br/FT-NeWave e https://ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/ft-newave.		
4. Avaliação preliminar de níveis de aversão ao risco 61		
4.1. Casos de PMO 62		
4.1.1. Avaliação DESSEM..... 66		
4.2. Casos de Prospectivo 69		
5. Estudos retrospectivos encadeados – backtest 75		
5.1. Premissas 75		
5.1.1. NEWAVE..... 76		
5.1.2. DECOMP 80		
5.1.3. Premissas para representação das restrições elétricas através de restrições de turbinamento máximo nos estágios individualizados do modelo NEWAVE 83		
5.1.4. Premissas para consideração da representação de MMGD e da expansão das usinas do ACL 84		
5.1.5. Premissas para consideração das novas representações do conjunto BELO MONTE e PIMENTAL e complexo de FONTES ..86		
5.1.6. Premissas para consideração de regras operativas do tipo armazenamento – vazão (Regras da ANA) 87		
5.2. Resultados 90		
5.3. Mudanças na operação hidráulica decorrentes da modelagem híbrida no médio prazo 99		
6. Estudos encadeados - prospectivos 105		
6.1. Premissas 105		
6.2. Resultados 106		
7. Avaliação de impactos comerciais		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

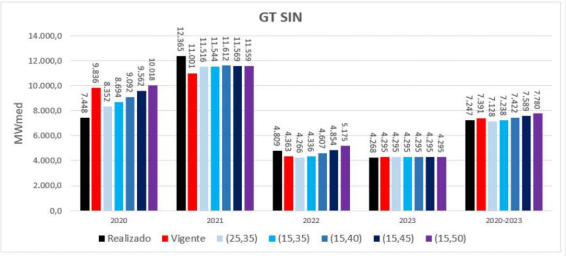
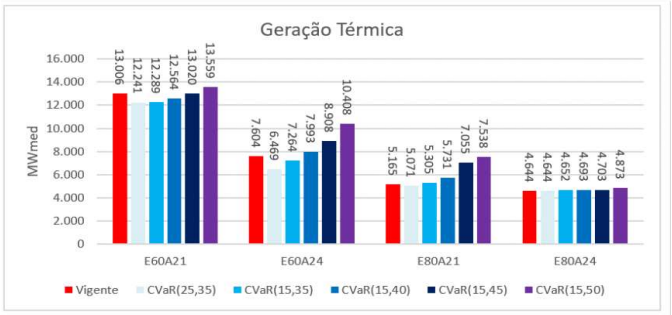
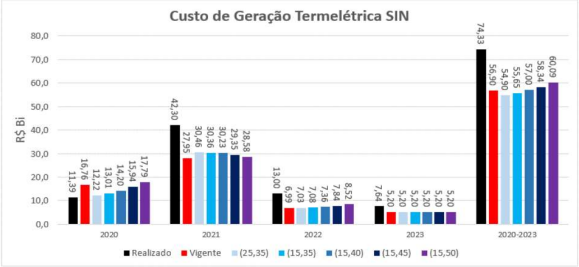
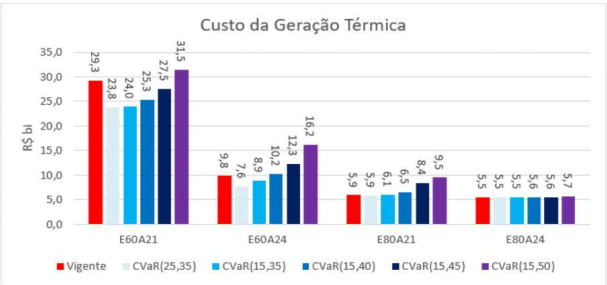
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Para um melhor entendimento dos possíveis **impactos comerciais** oriundos das implementações propostas pela Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP nos **modelos computacionais**, esta seção apresenta a avaliação comparativa do **despacho térmico**, **custo total de geração térmica**, **custos** referentes à parcela de **geração fora da ordem de mérito**, **GSF (fator de ajuste do MRE)** e o **impacto financeiro no MRE**. Para tal, os resultados estão divididos em duas seções: 7.1, relacionada ao despacho térmico e custos associados; e 7.2, onde são apresentados os impactos relacionados à geração hidráulica no MRE.		
7.1.Custos relacionados ao despacho térmico Esta seção apresenta os resultados referentes ao despacho termelétrico obtido nos casos simulados do backtest e do prospectivo e os custos de geração associados à operação. Adicionalmente, os casos do backtest são comparados com a geração termelétrica e importação realizadas, obtidos com base no sistema de Divulgação de Resultados e Informações, DRI, disponibilizado pela CCEE. Para a compatibilização dos dados de geração termelétrica indicada pelos modelos com o valor realizado, foram considerados apenas os dados de geração realizados das usinas que compõem o deck do DECOMP de cada revisão. A Figura 128 e a Figura 129 apresentam os montantes de geração térmica, em MWm, para o backtest e prospectivo, respectivamente.		
 **Figura 128 - Geração térmica por ano e total obtida na simulação retrospectiva encadeada e realizada (incluindo importação).**	Comentário.	Resultado foi o pior possível em 2021 e 2022. Indiferente em 2023. Ótimo em 2020, resultando uma média de e
 **Figura 129 - Geração termelétrica obtida no prospectivo.**	Comentário.	Melhor CVaR(25,35)
Na Figura 130 e na Figura 131 são apresentados os custos totais dos despachos termelétricos obtidos nos estudos retrospectivos e prospectivos, respectivamente. Como esperado, os casos com **maior aversão ao risco** tendem a se apresentarem **mais custosos** devido ao maior despacho termelétrico indicado pelo modelo. Além disso, nota-se que todas as execuções do backtest indicaram um menor custo que o total realizado no período. Observa-se que os custos apresentados não estão considerando os possíveis encargos devido à geração fora da ordem de mérito.		
 **Figura 130 - Custo geração termelétrica (acrescida da importação para o realizado) obtido na simulação retrospectiva encadeada.**	Comentário.	Realizado foi o pior. Melhor (25,35)
 **Figura 131 - Custo geração térmica obtido no prospectivo.**		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

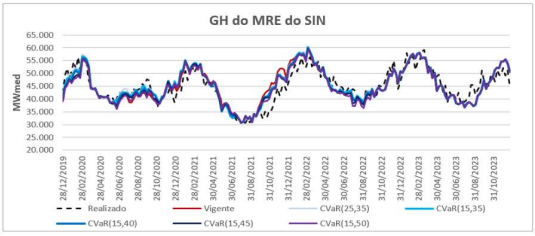
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

7.2.GSF e impacto financeiro no MRE no período do backtest

Nesta seção, são apresentados os resultados e as premissas utilizadas para calcular o GSF e o impacto financeiro ao MRE. Os dados de geração hidráulica do MRE em base semanal, garantia física sazonal e GSF realizados em base mensal foram obtidos na DRI da CCEE.

Para os valores de geração hídrica do MRE obtidas como resultados das simulações retrospectivas encadeadas dos modelos NEWAVE e DECOMP, foi feito um batimento das usinas que fazem parte do MRE. Para a inclusão das usinas não simuladas e consideração da geração no centro de gravidade, foram empregados fatores com base na proporção histórica. A trajetória dos valores de geração hídrica do MRE considerados são apresentados na Figura 132.



Caso	GH média (Mwmed)
Realizado	45.033
Vigente	45.285
CVaR(25,3	45.525
CVaR(15,3	45.424
CVaR(15,4	45.245
CVaR(15,4	45.082
CVaR(15,5	44.911

Figura 132– Geração hídrica do MRE.

A Figura 133 mostra as implicações das alterações de geração hidrelétrica nos valores do fator de ajuste do MRE (GSF). **No geral, não foi notado grandes diferenciais entre os casos simulados.**

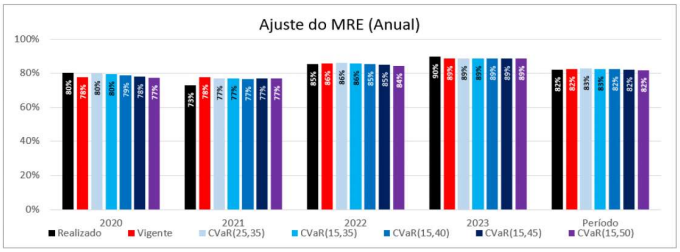


Figura 133- Fator de Ajuste do MRE (GSF) obtido na simulação retrospectiva encadeada.

Considerando a hipótese de que toda *a garantia física das usinas do MRE estivessem 100% contratadas,* uma estimativa do impacto financeiro pode ser vista na Figura 134. Essa considera o impacto no Mercado de Curto Prazo **(MCP)** como a valoração da diferença entre a **geração hídrica (GH) no MRE** e a **garantia física (GF) sazonalizada ao PLD.** como demonstrado pela equação (5).

$$Impacto\ no\ MCP_{caso} = PLD_{caso} * (GH_{caso} - GF_{período}) \quad (5)$$

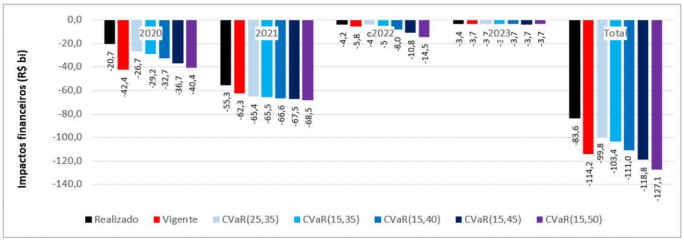


Figura 134 - Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada.

8. Avaliação dos impactos tarifários

As **tarifas de energia elétrica** constituem importante **segmento de atenção** para as iniciativas de calibração da aversão a risco endógena aos modelos computacionais, responsáveis pelo planejamento e programação da operação e pela formação do preço no Mercado de Curto Prazo (MCP).	De acordo.	O ponto mais importante é que a operação seja segura e resulta do menor custo.
Desde a criação do mecanismo das **Bandeiras Tarifárias**, os **custos variáveis vinculados à operação** do sistema têm sido **alocados** dinamicamente **nas tarifas** via acionamento de patamar adicional correspondente. O incremento de receita arrecadado deve guardar compatibilidade com o grau de escassez da oferta de energia elétrica e, por conseguinte, com o custo incorrido na operação do sistema, todos computados em janela temporal coincidente (**granularidade mensal**). Os **consumidores cativos** de eletricidade **devem suportar** financeiramente os adicionais tarifários arrecadados no âmbito do mecanismo das **Bandeiras Tarifárias**. **Exceção** é conferida aos consumidores localizados em regiões não conectadas ao SIN, os **sistemas isolados**. Os custos que são cobertos pelas Bandeiras Tarifárias são alocados às distribuidoras de energia elétrica e vinculam-se a rubricas financeiras cuja origem provém de parcelas variáveis previstas em contratos por disponibilidade de usinas termelétricas e de exposição de contratos de geração e de carga (consumo) no âmbito do MCP.	Comentário.	Os consumidores de baixa renda só suportam parte das bandeiras, pois o desconto tarifário incide igualmente nas bandeiras. Adicionalmente sobre as bandeiras a incidência perversa dos tributos (PIS/COFINS e ICMS)

A sistemática de **acionamento e o regramento de cobrança dos adicionais tarifários** estão disciplinados nos Procedimentos de Regulação Tarifária **(Proret), Submódulo 6.8**. Abaixo apresenta-se o trecho da norma do qual constam os custos abarcados pelo mecanismo:

a) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade – **CCEAR-D**;

b) **Exposição ao mercado de curto prazo** por **insuficiência** contratual em **relação à carga realizada**;

c) **Encargo de Serviços do Sistema – ESS** decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com Custo Variável Unitário – CVU acima do valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD;

d) **Exposição ao mercado de curto prazo** decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE – das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1º da Lei no 12.783, de 2013 (**Risco Hidrológico das Cotas**);

e) **Exposição ao mercado de curto prazo** decorrente de insuficiência de geração alocada das usinas hidrelétricas no âmbito do MRE, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco Hidrológico em conformidade com a Resolução no 684, de 11 de dezembro de 2015 (**Risco Hidrológico dos CCEARs**); e

f) **Exposição ao mercado de curto prazo** decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (**Risco Hidrológico de Itaipu**), bem como o correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.

8.1. Desenho do estudo conduzido pela ANEEL

Diante das simulações exercidas pela CCEE e pelo ONS (backtests e prospectivos), a **ANEEL confeccionou rotina de cálculo** *ad hoc* para o cômputo do impacto tarifário, cuja estrutura foi desenvolvida em plataforma computacional R e abarcou as seguintes etapas:

i) Leitura dos **arquivos de saída do modelo DECOMP**, produzidos no âmbito de simulações sequenciais totalizando os dois horizontes do estudo (backtests: jan/2020 a dez/2023; e prospectivos: jan/2024 a dez/2024);

ii) Extração e organização da informação de interesse à sistemática de **Bandeiras Tarifárias**, para tanto observando as distintas granularidades temporais e espaciais associadas à formatação de cada vertente de simulação e ao mecanismo tarifário *per se* .

iii) Acoplamento das variáveis de interesse à rotina de simulação do acionamento e da **performance financeira da Conta Bandeiras**, ambas baseadas nas premissas e parâmetros da ANEEL, esculpidos na Resolução Homologatória (REH) n. 3.051, de 21 de junho de 2022, vigentes até março de 2024.

iv) Definição de configuração de **referência do SIN** ao longo de todo o horizonte simulado (configuração estática), para tanto observando as condições de contorno empregadas no PMO de maio de 2022.

v) Compilação dos **resultados em formatos gráficos e de tabelas**, almejando sua melhor compreensão e análise.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Importante sublinhar que os valores aqui apresentados devem ser **interpretados com cautela** no que tange às cifras absolutas. Primeiramente porque as **simulações** da operação emulam o processo real, assim conferindo-lhe condições sintéticas e necessariamente **distintas da vivenciada na prática**. Da mesma forma, os cálculos atrelados à sistemática das **Bandeiras Tarifárias são simplificados** em relação à granularidade espacial real (privilegia-se a construção de uma distribuidora hipotética, com escala condizente à dimensão do SIN, em detrimento de se considerarem as especificidades de cada jurisdição tarifária) e temporal (simplifica-se o calendário de reajustes tarifários, assumindo que os resultados de todos eles sejam concentrados ao fim de cada ano civil). Além disso, o emprego do paradigma de configuração estática exige algumas adaptações de escala, mormente no que se refere às janelas do backtest (2020-2023) e dos prospectivos (2024). Conforme apontado, a configuração do SIN empregada no dimensionamento das Bandeiras Tarifárias é de maio de 2022. Com efeito, a configuração e os parâmetros do SIN nessa data podem diferir bastante daqueles observados em instantes dos horizontes simulados, sobretudo em meses mais distantes desse marco temporal.		
Todavia, para tornar compatíveis os cálculos relacionados à rubrica **risco hidrológico**, o fator de ajuste de escala foi a **garantia física** do parque hidrelétrico. Ao se dividir a geração hidráulica do parque simulado (cuja configuração é dinâmica) pela garantia física à época correspondente, assegura-se que o GSF resultante contenha o ajuste de dimensão condizente com a escala do parque gerador à época em operação. Ademais, a observação dos custos marginais de operação (CMOs) e dos PLDs resultantes dos backtests e dos prospectivos assegurou base de comparação homogênea para cada sensibilidade aferida para a rubrica CCEAR-D.		
A mesma abordagem foi empregada para a mensuração do **encargo de energia de reserva (EER)** e do balanço de contrato das distribuidoras no MCP (rubrica doravante denominada apenas MCP), ambas parametrizadas segundo as condições de contorno médias vislumbradas para o ano de 2022. Também nesses casos, o CMO e o PLD das simulações exerceram papel de moduladores de seus respectivos montantes financeiros em cada intervalo de tempo.		
Assim, as **diferenças relativas entre os cenários de sensibilidade** e o caso de referência (baseline) **são os achados mais importante deste trabalho.** Tais diferenças exprimem o objetivo central desta análise, que é o de **contabilizar os possíveis impactos tarifários das distintas vertentes** de aversão ao risco **(parâmetros do CVaR)** em comparação à parametrização hoje existente (valores incrementais).	Comentário.	Importante que os impactos tarifários sejam minimizados. O governo deve sempre levar em conta os menores efeitos para o conjunto dos consumidores e a menor conta para o país, mas principalmente deve minimizar os subsídios que são pagos pelos consumidores cativos para os consumidores livres e os de geração solar distribuída. Os consumidores cativos é que são responsabilizados pelo custo da aversão ao risco hidrológico.
Finalmente, importante sublinhar que o **impacto tarifário aqui medido é uma proxy do real valor a ser percebido pelos consumidores.** A base tarifária considerada baseou-se exclusivamente no custo médio simulado, em todo o horizonte do backtest, para o cenário de referência (métrica de aversão a risco e pacote metodológico vigentes dos modelos computacionais). **Essa relação não reflete fielmente a base tarifária hoje experimentada pelos consumidores cativos,** tampouco será aquela percebida no médio prazo, quando da vigência dos avanços metodológicos e de aversão a risco aqui testados no âmbito da constituição da política operativa e formação do PLD. Trata-se de um valor estimado e, à época de sua formulação, representativo para o ano de 2022.	Comentário.	O governo reconhece que existem muitos subsídios que são pagos pelos consumidores cativos para os consumidores livres e os de geração solar distribuída. Os consumidores cativos é que são responsabilizados pelo custo da aversão ao risco hidrológico. O impacto tarifário para os consumidores cativos tem que ser adequadamente calculado e igualmente distribuído para os consumidores livres e de geração distribuída.
A relação utilizada como padrão para a caracterização da **cobertura tarifária**, para o caso do backtest 2020/2023, é exibida na Tabela 42.		

Tabela 42 - Razão adotada para a cobertura anual tarifária (*backtest* 2020/2023).

cobertura tarifária média anual = R$ 36,29 bilhões	**razão Bandeira/Tarifa**
receita esperada segmento distribuição = R$ 230 bilhões	**15,78%**

8.2. Resultados para o horizonte do backtest

O dimensionamento da rubrica **risco hidrológico** no âmbito das **Bandeiras Tarifária** (REH 3.051/2022) carrega consigo a conjuntura experimentada pelo mecanismo nos últimos anos, onde eventos com energia secundária têm ocorrido com menor frequência, porquanto influenciando diretamente a cobertura tarifária embutida no patamar Verde.

O resultado para as simulações da variável **GSFband** é exibido na Figura 135. Nela também se dispõe o comportamento do **PLDgatilho**, onde o acrônimo "NP" refere-se aos casos com os novos parâmetros em estudo pela CPAMP, e "Ref", ao caso de referência.

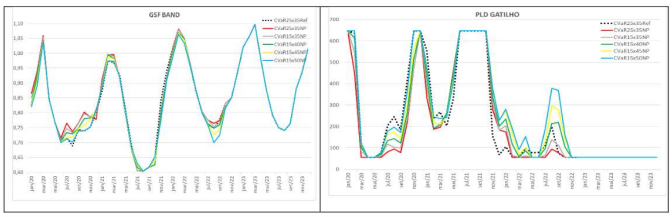
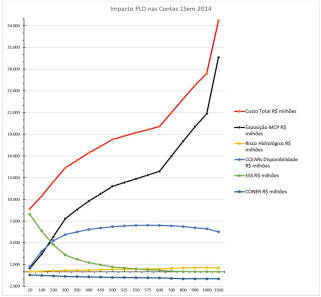


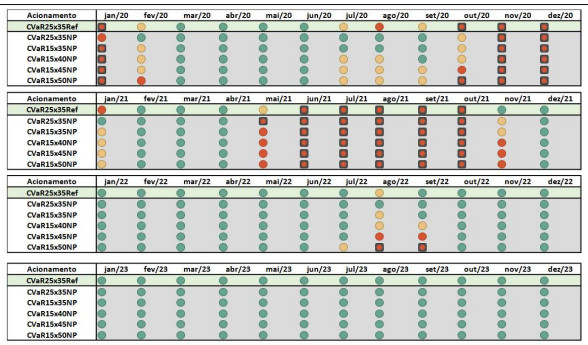
Figura 135 – GSFband e PLDgatilho.

Comentário.

Nas avaliações também deve-se levar em conta os efeitos das limitações inferiores e superiores do PLD estabelecidas pela Aneel. No caso do fatídico ano de 2014, em que a Aneel não limitou adequadamente o PLD superior os custos para os consumidores cativos foram elevadíssimo. Nas simulações de variações do PLD pode-se concluir, utilizando-se o gráfico abaixo, que leva em conta 5 ofensores, Exposição MCP, Risco Hidrológico, CCEARs Disponibilidade, ESS e CONER, que o menor custo global para os consumidores é o de menor PLD.



Nota-se que, de maneira geral, o recrudescimento da aversão ao risco levou à diminuição do índice de GSF, concomitantemente à elevação do PLD, movimentos que repercutem diretamente sobre a sistemática de acionamento. Isso quando comparados cenários com pacotes metodológicos compatíveis entre si.		
Chama a atenção, contudo, que nos cenários NP (particularmente em função do NEWAVE híbrido), via de regra, houve elevação da geração hidráulica com correspondentes impactos sobre o **GSF e o PLD.** em comparação à mesma trajetória, produzida com o modelo NEWAVE na modalidade reservatório equivalente de energia (REE). Mas não se pode afirmar que essa foi uma tendência inequívoca, vez que exceção relevante pode ser notada no início do período úmido 2021-2022.	Comentário.	Para os consumidores cativos que tem contratos baseados em CCEAR´s de longo prazo os valores de PLD devem ser controlados e não serem consequência. Vide o gráfico apresentado acima.
Seguindo a mesma tendência das variáveis de controle do acionamento, **quanto maior foi a aversão a risco**, **maior** também foi a **frequência** de chamadas de **Bandeiras Amarelas ou Vermelhas** (Figura 136), sendo que a intensidade delas também manteve coerência com a gradação de gerenciamento de risco do algoritmo de otimização.		
Novamente chama-se a atenção para validade dessa afirmação, que exige que as comparações sejam feitas entre paradigmas de constituição da política operativa compatíveis entre si. Todavia, em face dos **distintos graus de aversão a risco empregados**, diferentes também foram as **intensidades de antecipação do despacho termelétrico**. Essas distinções promoveram, em algumas janelas do horizonte de simulação, **acionamentos de bandeiras mais intensos** para vertentes menos avessas ao risco. Trata-se de inversões pontuais e circunscritas, influenciadas pelas trajetórias das políticas ótimas de operação concebidas em cada qual das vertentes simuladas.		
As mais avessas, ao sistematicamente antecipar decisões de despacho termelétrico, também podem p**roduzir custos de oportunidades inferiores em alguns estágios do horizonte,** quando comparadas a opções menos gravosas. Todavia, é possível afirmar que as políticas mais avessas produziram acionamento estruturalmente mais intensos (mais bandeiras amarelas e vermelhas) do que aquelas com pares de CVaR menos gravosos.		



Acionamento	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20
CVaR25x35Ref												
CVaR25x35NP												
CVaR15x35NP												
CVaR15x40NP												
CVaR15x45NP												
CVaR15x50NP												

Acionamento	jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21	jul/21	ago/21	set/21	out/21	nov/21	dez/21
CVaR25x35Ref												
CVaR25x35NP												
CVaR15x35NP												
CVaR15x40NP												
CVaR15x45NP												
CVaR15x50NP												

Acionamento	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22
CVaR25x35Ref												
CVaR25x35NP												
CVaR15x35NP												
CVaR15x40NP												
CVaR15x45NP												
CVaR15x50NP												

Acionamento	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23
CVaR25x35Ref												
CVaR25x35NP												
CVaR15x35NP												
CVaR15x40NP												
CVaR15x45NP												
CVaR15x50NP												

Figura 136 - Simulação do Acionamento em 2020-2023.

Comentário.

Na pratica verificou-se que o pagamento de bandeiras mais extremo deu-se no período de se/t2021 a abril/2022, o que não está adequadamente refletido na análise.

R$/MWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Simbologia
jan	30	45	0	0	0	13,4	13,4	142	0	0	Verde
fev	30	45	0	0	0	0	13,4	142	0	0	Amarela
mar	55	15	20	0	0	0	13,4	142	0	0	Vermelha 1
abr	55	0	30	0	0	0	13,4	142	0	0	Vermelha 2
mai	55	0	30	10	10	0	41,7	0	0	0	Crise Hídrica
jun	55	0	0	50	0	0	62,4	0	0	0	R$/MWh
jul	55	0	20	50	15	0	94,9	0	0		
ago	55	0	30	50	40	0	94,9	0	0		
set	45	0	20	50	40	0	142	0	0		
out	45	0	35	50	15	0	142	0	0		
nov	45	15	50	10	41,7	0	142	0	0		
dez	45	0	30	0	13,4	62,4	142	0	0		
R$ ano	570	120	265	270	175	76	**916**	568	0	0	
	62%	13%	29%	29%	19%	8%	100%	62%	0%	0%	

Sobre o desempenho financeiro da Conta Bandeiras, novamente nota-se compatibilidade entre o **desempenho financeiro e o grau de aversão a risco previamente fixado.** Quanto maior foi esse último, maior foi o impacto na sistemática tarifária e, consequentemente, o rebatimento na tarifa final de energia elétrica.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

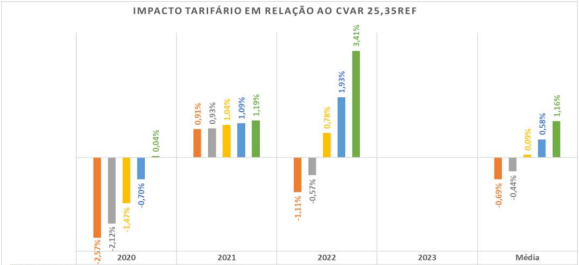
EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

Verificou-se, na **média dos 4 anos,** alívio tarifário dos cenários "NP" para os pares de CVaR 25x35 e 15x35 em relação à condição "Ref" vigente. O cenário **CVaR25x35NP** foi o que apresentou o **maior deságio médio em relação à configuração de referência**, em função da elevação da geração hidráulica promovida pelo NEWAVE hibrido, que melhora o índice GSF e reduz o PLD, dois fatores de custos importantes. Na outra ponta, o cenário CVaR15x50NP apresentou a trajetória média de 1,16% acima dos custos tarifários de referência. A síntese desses resultados está disposta na Figura 137.



	2020	2021	2022	2023	Média
CVaR25x35NP	-2,57%	0,91%	-1,11%	0,00%	-0,69%
CVaR15x35NP	-2,12%	0,93%	-0,57%	0,00%	-0,44%
CVaR15x40NP	-1,47%	1,04%	0,78%	0,00%	0,09%
CVaR15x45NP	-0,70%	1,09%	1,93%	0,00%	0,58%
CVaR15x50NP	0,04%	1,19%	3,41%	0,00%	1,16%

Figura 137 – Síntese dos resultados.

A receita total para o segmento de distribuição considerada neste estudo foi a compatível com a realidade média brasileira em 2022, algo em torno de R$230 bilhões. O cenário *baseline* (**CVAR_2535_Ref**), por sua vez, movimentou **um custo médio anual de R$36,29 bilhões no horizonte de simulação**. Esses resultados mostram impactos computados sobre essas duas referências. Nota-se que eles foram progressivos e apresentaram crescimento não linear.

Importante destacar que os resultados acima referem-se à média dos desvios computados ao longo do horizonte simulado (4 anos). Trata-se, portanto, de um efeito de maior alcance temporal. Em alguns anos, as direções entres as diferenças de longo prazo alteraram-se entre si, em consonância com a política operativa construída em cada caso.

Em realidade, **é de se esperar que, no curto prazo,** haja **incremento de custos na tarifa** quando se eleva a aversão a risco responsável pela definição da política operativa e pelo cálculo do PLD. Os paradigmas de **manejo dos reservatórios** entre as vertentes híbrida e REE também **influenciam decisivamente os resultados**. Esse impacto será mais ou menos intenso a depender da conjuntura do sistema na ocasião, com destaques para as condições de armazenamento e perspectivas hidrológicas futuras. Esse tipo de sensibilidade foi medido com as combinações exercitadas nos cenários prospectivos. O resultado disso em termos tarifários será exibido no próximo item.

Componentes do Custo Final (em milhões de R$) - Soma Anual						diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário (%)
Ano: 2020	**GSF**	**CCEAR-D**	**EER**	**MCP**	**Custo Final**			
CVaR25x35Ref	R$ 17.552	R$ 21.517	R$ 4.241	-R$ 1.546	**R$ 41.764**	-	-	-
CVaR25x35NP	R$ 11.286	R$ 16.936	R$ 6.489	R$ 249	**R$ 34.960**	-R$ 6.804	-16,29%	**-2,57%**
CVaR15x35NP	R$ 12.385	R$ 18.080	R$ 5.896	-R$ 210	**R$ 36.151**	-R$ 5.612	-13,44%	**-2,12%**
CVaR15x40NP	R$ 13.844	R$ 19.236	R$ 5.429	-R$ 630	**R$ 37.879**	-R$ 3.884	-9,30%	**-1,47%**
CVaR15x45NP	R$ 15.714	R$ 20.511	R$ 4.816	-R$ 1.127	**R$ 39.913**	-R$ 1.850	-4,43%	**-0,70%**
CVaR15x50NP	R$ 17.320	R$ 21.721	R$ 4.307	-R$ 1.469	**R$ 41.879**	R$ 115	0,28%	**0,04%**

Componentes do Custo Final (em milhões de R$) - Soma Anual						diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário (%)
Ano: 2021	**GSF**	**CCEAR-D**	**EER**	**MCP**	**Custo Final**			
CVaR25x35Ref	R$ 28.586	R$ 28.518	R$ 2.193	-R$ 3.192	**R$ 56.105**	-	-	-
CVaR25x35NP	R$ 31.588	R$ 30.323	R$ 1.348	-R$ 3.929	**R$ 59.330**	R$ 3.224	5,75%	**0,91%**
CVaR15x35NP	R$ 31.504	R$ 30.638	R$ 1.282	-R$ 4.024	**R$ 59.400**	R$ 3.294	5,87%	**0,93%**
CVaR15x40NP	R$ 31.799	R$ 31.131	R$ 1.068	-R$ 4.193	**R$ 59.804**	R$ 3.699	6,59%	**1,04%**
CVaR15x45NP	R$ 31.926	R$ 31.507	R$ 900	-R$ 4.337	**R$ 59.996**	R$ 3.890	6,93%	**1,09%**
CVaR15x50NP	R$ 32.104	R$ 32.083	R$ 675	-R$ 4.539	**R$ 60.324**	R$ 4.218	7,52%	**1,19%**

Componentes do Custo Final (em milhões de R$) - Soma Anual						diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário (%)
Ano: 2022	**GSF**	**CCEAR-D**	**EER**	**MCP**	**Custo Final**			
CVaR25x35Ref	R$ 3.099	R$ 6.419	R$ 10.982	R$ 4.139	**R$ 24.639**	-	-	-
CVaR25x35NP	R$ 2.017	R$ 5.118	R$ 11.319	R$ 4.454	**R$ 22.908**	-R$ 1.731	-7,03%	**-1,11%**
CVaR15x35NP	R$ 2.551	R$ 5.881	R$ 11.086	R$ 4.237	**R$ 23.755**	-R$ 884	-3,59%	**-0,57%**
CVaR15x40NP	R$ 3.974	R$ 7.798	R$ 10.447	R$ 3.644	**R$ 25.862**	R$ 1.222	4,96%	**0,78%**
CVaR15x45NP	R$ 5.318	R$ 9.617	R$ 9.715	R$ 2.999	**R$ 27.649**	R$ 3.009	12,21%	**1,93%**
CVaR15x50NP	R$ 7.148	R$ 11.318	R$ 9.040	R$ 2.462	**R$ 29.967**	R$ 5.328	21,62%	**3,41%**

Componentes do Custo Final (em milhões de R$) - Soma Anual						diferença absoluta	diferença relativa	Impacto Tarifário (%)
Ano: 2023	**GSF**	**CCEAR-D**	**EER**	**MCP**	**Custo Final**			
CVaR25x35Ref	R$ 1.832	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	**R$ 22.636**	-	-	-
CVaR25x35NP	R$ 1.832	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	**R$ 22.636**	R$ 0	0,00%	**0,00%**
CVaR15x35NP	R$ 1.831	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	**R$ 22.636**	-R$ 1	0,00%	**0,00%**
CVaR15x40NP	R$ 1.831	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	**R$ 22.635**	-R$ 1	0,00%	**0,00%**
CVaR15x45NP	R$ 1.831	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	**R$ 22.636**	-R$ 1	0,00%	**0,00%**
CVaR15x50NP	R$ 1.831	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	**R$ 22.635**	-R$ 1	0,00%	**0,00%**

Figura 138 - Impactos tarifários: rubricas (GSF, CCEAR-D, EER, MCP).

Por fim, indicam-se na Figura 138 os mesmos resultados dos backtests, agora incluindo as **quatro rubricas** que compuseram os valores finais: **GSF, CCEAR-D, EER e MCP**. Como as simulações computacionais, por definição, emulam uma política operativa determinística e ortodoxa, sem incorporação dos inevitáveis desvios de grandezas operativas que ocorrem em tempo de programação ou em tempo real, ou mesmo de eventuais medidas de segurança energética promovidas pelo CMSE, **não foram incluídos montantes relacionados a encargos de serviço de sistema (ESS)**.

8.3. Resultados para os prospectivos

Comentário.

Menor custo global é de CVaR 25x35 NP

Componentes custo final em R$ bi						
CVaR		2020	2021	2022	2023	Total
25,35	Ref	41,76	56,10	24,63	22,63	145,12
25,35	NP	34,96	59,33	22,90	22,63	139,82
15,35	NP	36,15	59,40	23,75	22,63	141,93
15,40	NP	37,87	59,80	25,86	22,63	146,16
15,45	NP	39,91	60,00	27,64	22,63	150,18
15,50	NP	41,88	60,32	29,96	22,63	154,79

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

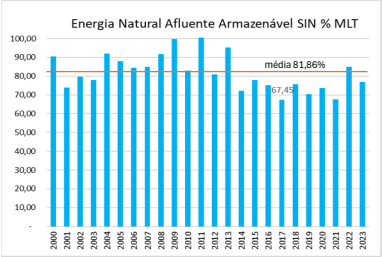
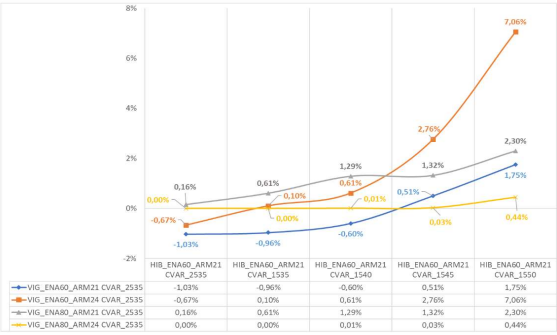
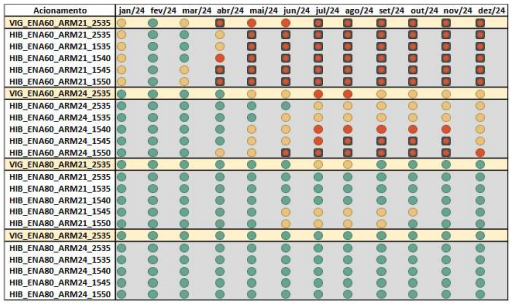
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
A **principal contribuição** dos cenários prospectivos sobre a dimensão tarifária foi a de combinar condições de contorno conjunturais relevantes para a operação do sistema **(armazenamentos e energia naturais afluentes)** e, a partir daí, medir seus reflexos em grandeza físicas e comerciais, também em uma perspectiva de curto prazo. Esse exercício traz uma dimensão importante aos impactos que podem suceder na tarifa, sensíveis às condições particulares em que o sistema se encontre, mormente no ano seguinte ao início de sua efetiva implementação.	Concordamos com o tema e acrescentamos considerações importantes para o MME.	Observa-se que não existem claras justificativas para as crises do setor elétrico com os pretextos de falta de chuvas. Pelos efeitos de ENA - Energia Natural Afluente Armazenável ao longo da história, conforme gráfico baseado em dados do O N S de Jun/24, os piores casos 2001, 2017 e 2021 não foram tão piores que justificassem os enormes custos pagos pelos consumidores cativos. O pior ano foi o de 2017 com 67,45 % da MLT - Média de Longo Termo que é apenas 17% abaixo da com a média geral de 24 anos de 81,86%, por isso, entendemos que não deveria ter feito tanta diferença nos valores pagos a mais pelos consumidores. Outras responsabilidades devem ser diagnosticadas para justiçar. 
Importante destacar que para **cada qual das quatro vertentes consideradas**, há um correspondente cenário com a parametrização do CVAR, além das demais condições de contorno vigentes, que **constituirá o benchmark tarifário para aferição dos impactos causados** pelas demais vertentes de aversão a risco, dados de entrada e evoluções metodológicas incluídos na análise.		
A seguir, os resultados das simulações para o caso **Prospectivo 2024.** As relações exibidas na Tabela 43, utilizadas como padrão para a caracterização da cobertura tarifária, consideraram uma **receita esperada de 230 bilhões** para o segmento distribuição (estimativa de referência para o ano de 2022).		
Tabela 43 - Razão adotada entre a cobertura anual da Bandeira Tarifária e a Receita Esperada pelo Segmento Geração para as quatro configurações do Prospectivo 2024. Referência: VIG_60_21 25x35 — cobertura tarifária anual: R$ 58,6bi — Razão p/ impacto tarifário: 25,48% VIG_60_24 25x35 — R$ 28,7bi — 12,49% VIG_80_21 25x35 — R$ 22,7bi — 9,87% VIG_80_24 25x35 — R$ 22,5bi — 9,77%		
Na Figura 139 sintetizam-se os resultados dos impactos tarifários em relação à configuração de referência para os quatro cenários.		
 **Figura 139 - Impacto Tarifário das quatro trajetórias prospectivas.**		
Primeiro apontamento refere-se ao escalonamento dos custos computados em cada cenário com as condições de contorno sistêmicas consideradas. Nos casos intermediários (**ENA_60_EARM_2024** e **ENA_80_EARM_2021**), as simulações "HIB" apresentaram a conhecida relação de quanto maior a aversão ao risco, **menores os alívios tarifários em termos absolutos**. Esse achado está sintetizado nas trajetórias **laranja e cinza** da Figura 139.	Comentário.	Valores de impactos da curva laranja são intoleráveis e devem ser evitados.
Novamente vale repisar que a condição **"HIB"** segue resultado diverso da condição **"VIG"**, sobretudo porque representa formulação distinta para a **gestão do parque hidrelétrico (REE)**, com condições que interferem diretamente na **valoração da água** e, por conseguinte, nas políticas de despacho termelétrico e formação de custos marginais de operação.		
O segundo corolário da investigação foi o de que os **impactos de curto prazo nas tarifas** seriam **maiores quanto mais agudas fossem as condições de criticidade para a composição da oferta hidrelétrica**. De outro modo, quanto mais favorável fosse a combinação entre **ENA e armazenamento**, menores as influências entre as distintas formulações e parametrizações de algoritmos. No cenário em que as duas condições de contorno foram as mais favoráveis **(e.g. armazenamento 2024 e ENA 80%MLT)**, os impactos revelaram-se de menor importância.	Comentário.	Menor custo aos consumidores.
Isso porque se a oferta hidráulica na partida estivesse mais favorável, os mecanismos de segurança promovidos pelas vertentes de CVaR ou mesmo as distintas formulações para o manejo dos recursos hidráulicos (híbrido ou REE) **não reuniriam os estímulos mínimos de criticidade necessários à antecipação do despacho termelétrico**.		
Soma-se a isso a **relevante influência** que as expansões de oferta entre **recursos energéticos distribuídos** e/ou de **fontes renováveis intermitentes** exerceriam sobre a caracterização da demanda líquida objeto da otimização, diminuindo-a.		
Por outro lado, em **condições mais desfavoráveis de armazenamento e/ou de ENA**, os impactos seriam mais perceptíveis, com a intensidade variando segundo o grau com que cada qual dessas variáveis deteria sobre a sinalização de custo operativo, nele também somada a influência da parametrização de aversão a risco e das metodologias para o manejo dos recursos hidráulicos. Destaca-se particularmente a **não linearidade de resultados** dentro do espectro de cenários **"VIG"**, com os alívios tarifários apresentando oscilações de valores no domínio adotado para o parâmetro lambda.		
O restante dos resultados dos prospectivos é apresentado na 140 e Figura 141, que se seguem.		
 Acionamento: jan/24, fev/24, mar/24, abr/24, mai/24, jun/24, jul/24, ago/24, set/24, out/24, nov/24, dez/24 VIG_ENA60_ARM21_2535 HIB_ENA60_ARM21_2535 HIB_ENA60_ARM21_1535 HIB_ENA60_ARM21_1540 HIB_ENA60_ARM21_1545 HIB_ENA60_ARM21_1550 VIG_ENA60_ARM24_2535 HIB_ENA60_ARM24_2535 HIB_ENA60_ARM24_1535 HIB_ENA60_ARM24_1540 HIB_ENA60_ARM24_1545 HIB_ENA60_ARM24_1550 VIG_ENA80_ARM21_2535 HIB_ENA80_ARM21_2535 HIB_ENA80_ARM21_1535 HIB_ENA80_ARM21_1540 HIB_ENA80_ARM21_1545 HIB_ENA80_ARM21_1550 VIG_ENA80_ARM24_2535 HIB_ENA80_ARM24_2535 HIB_ENA80_ARM24_1535 HIB_ENA80_ARM24_1540 HIB_ENA80_ARM24_1545 HIB_ENA80_ARM24_1550 **Figura 140 - Simulação do Acionamento para o prospectivo 2024.**		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

VIG_ENA60_ARM21 CVAR_2535	Componentes do Custo Final (em milhões de R$) - Soma Anual					diferença	diferença	Impacto
Ano: 2024	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final	absoluta	relativa	Tarifário
VIG_ENA60_ARM21 CVAR_2535	R$ 34.659	R$ 30.034	-R$ 877	-R$ 5.214	R$ 58.601	-	-	-
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_2535	R$ 32.362	R$ 28.802	-R$ 359	-R$ 4.563	R$ 56.243	-R$ 2.358	-4,02%	-1,03%
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_1535	R$ 32.482	R$ 28.946	-R$ 394	-R$ 4.650	R$ 56.384	-R$ 2.217	-3,78%	-0,96%
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_1540	R$ 33.319	R$ 29.357	-R$ 565	-R$ 4.885	R$ 57.226	-R$ 1.375	-2,35%	-0,60%
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_1545	R$ 35.697	R$ 30.895	-R$ 1.234	-R$ 5.593	R$ 59.765	R$ 1.164	1,99%	0,51%
HIB_ENA60_ARM21 CVAR_1550	R$ 38.015	R$ 32.230	-R$ 1.439	-R$ 6.173	R$ 62.634	R$ 4.033	6,88%	1,75%

VIG_ENA60_ARM24 CVAR_2535	Componentes do Custo Final (em milhões de R$) - Soma Anual					diferença	diferença	Impacto
Ano: 2024	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final	absoluta	relativa	Tarifário
VIG_ENA60_ARM24 CVAR_2535	R$ 10.369	R$ 12.558	R$ 3.653	R$ 2.144	R$ 28.724	-	-	-
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_2535	R$ 7.675	R$ 11.447	R$ 5.450	R$ 2.601	R$ 27.173	-R$ 1.551	-5,40%	-0,67%
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_1535	R$ 9.484	R$ 13.100	R$ 4.286	R$ 2.089	R$ 28.959	R$ 236	0,82%	0,10%
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_1540	R$ 11.059	R$ 14.484	R$ 3.077	R$ 1.517	R$ 30.137	R$ 1.414	4,92%	0,61%
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_1545	R$ 14.628	R$ 17.477	R$ 2.522	R$ 454	R$ 35.082	R$ 6.359	22,14%	2,76%
HIB_ENA60_ARM24 CVAR_1550	R$ 23.368	R$ 22.030	R$ 1.223	-R$ 1.655	R$ 44.968	R$ 16.244	56,55%	7,06%

VIG_ENA80_ARM21 CVAR_2535	Componentes do Custo Final (em milhões de R$) - Soma Anual					diferença	diferença	Impacto
Ano: 2024	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final	absoluta	relativa	Tarifário
VIG_ENA80_ARM21 CVAR_2535	R$ 2.988	R$ 5.832	R$ 9.522	R$ 4.361	R$ 22.704	-	-	-
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_2535	R$ 1.706	R$ 5.689	R$ 11.265	R$ 4.402	R$ 23.061	R$ 357	1,57%	0,16%
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_1535	R$ 2.149	R$ 7.337	R$ 10.728	R$ 3.890	R$ 24.105	R$ 1.401	6,17%	0,61%
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_1540	R$ 3.018	R$ 9.104	R$ 10.179	R$ 3.367	R$ 25.668	R$ 2.965	13,06%	1,29%
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_1545	R$ 5.850	R$ 12.901	R$ 4.852	R$ 2.147	R$ 25.753	R$ 3.049	13,43%	1,33%
HIB_ENA80_ARM21 CVAR_1550	R$ 6.899	R$ 13.915	R$ 5.383	R$ 1.804	R$ 28.002	R$ 5.299	23,34%	2,30%

VIG_ENA80_ARM24 CVAR_2535	Componentes do Custo Final (em milhões de R$) - Soma Anual					diferença	diferença	Impacto
Ano: 2024	GSF	CCEAR-D	EER	MCP	Custo Final	absoluta	relativa	Tarifário
VIG_ENA80_ARM24 CVAR_2535	R$ 1.674	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	R$ 22.478	-	-	-
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_2535	R$ 1.673	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	R$ 22.477	-R$ 1	0,00%	0,00%
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_1535	R$ 1.675	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	R$ 22.479	R$ 1	0,01%	0,00%
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_1540	R$ 1.685	R$ 4.321	R$ 11.683	R$ 4.800	R$ 22.490	R$ 12	0,05%	0,01%
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_1545	R$ 1.695	R$ 4.370	R$ 11.677	R$ 4.795	R$ 22.538	R$ 60	0,26%	0,03%
HIB_ENA80_ARM24 CVAR_1550	R$ 2.349	R$ 5.168	R$ 11.427	R$ 4.556	R$ 23.500	R$ 1.023	4,55%	0,44%

Figura 141 - Impactos tarifários: rubricas (GSF, CCEAR-D, EER, MCP) para o prospectivo 2024.

Comentário.

Menor custo aos consumidores.

9. Avaliação do CVaR

9.1.Curva de Referência

A **Curva de Referência (CRef)** é uma ferramenta desenvolvida pelo **ONS** para servir como **apoio às decisões tomadas pelo CMSE**, que tem como responsabilidade o **comando pelo acionamento de geração térmica** complementar àquelas despachadas por ordem de mérito.

A CRef é composta por **três curvas referenciais** de armazenamento, onde cada curva é estabelecida considerando que a demanda energética do SIN seja plenamente atendida, dado um cenário hidrológico conservador, um montante de geração termoelétrica previamente despachado e uma definição do nível de segurança para o final do período seco.

A construção da curva é realizada através de um processo recursivo, utilizando o modelo DECOMP em sua modalidade "PL único". Para cada mês do horizonte de estudo, partindo do último em direção ao primeiro, são realizadas simulações com o modelo de modo a se alcançar determinado nível meta de armazenamento ao final do mês em análise.

Para a construção das curvas referenciais para o ano de 2024, as seguintes premissas, que constam na NT-ONS DPL 0131/2023 [1], foram consideradas:

- **Curva verde**: despacho pleno das usinas **térmicas com CVU até 311,53 R$/MWh**, que equivale ao CVU da UTE J. Lacerda C, que foi adotada como último recurso térmico despachado na construção da CRef do ciclo de trabalho anterior. Despacho térmico de 9.660 MWm.
- **Curva amarela:** despacho pleno de todas as térmicas do SIN com **CVU até 908,60 R$/MWh,** associado a UTE Termomacaé, que se caracteriza como a térmica mais cara a gás natural com disponibilidade não nula. Despacho térmico de 14.549 MWm.
- **Curva vermelha:** despacho pleno de **todas as térmicas do SIN**, incluindo aquelas a GNL com despacho antecipado. Despacho térmico de 18.657 MWm.

As curvas consideram um **cenário de vazões** selecionado a partir de 2000 cenários sintéticos, os quais foram ordenados pela **energia natural afluente – ENA**, no período de maio a novembro, período seco, do reservatório equivalente do **rio Paraná**. A partir desta distribuição ordenada, escolheu-se o cenário resultante da aplicação do Condicional Value at Risk – CVaR 1%. A **Curva Referencial de 2024 para o SIN** é apresentada na Figura 142.

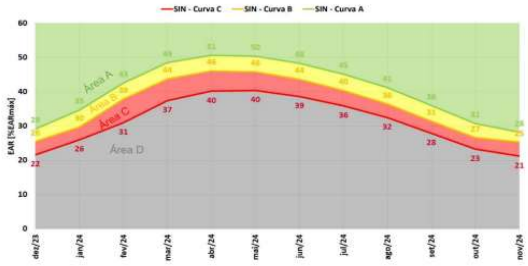


Figura 142 - Curva Referencial para o ano de 2024 [1].

9.2.Metodologia para calibração do CVaR

A metodologia para calibração do CVaR tem como meta identificar os parâmetros do CVaR que indiquem geração termelétrica aderente à geração termelétrica utilizada na construção da CRef a cada estágio, ao menor custo de operação [16]. Dessa maneira, entende-se que se mitiga a potencial necessidade do despacho da geração fora da ordem de mérito. Neste contexto, a metodologia consiste em:

1. Observar o nível de armazenamento para cada estágio e consultar a CRef para identificar a curva que determinará o montante de geração térmica necessária que o modelo precisa responder.
2. Verificar, em cada estágio, o máximo de geração termelétrica possível, levando em consideração o excedente de geração hidráulica compulsória. Assim, para se definir a geração térmica necessária, considera-se o menor valor entre o indicado pela CRef e o máximo valor de geração térmica possível de ser alocado.
3. Verificar o nível de atendimento energético da geração termelétrica (em termos % do total requisitado) ao longo do período analisado conforme Equação (6).
4. De acordo com o resultado dos indicadores, será selecionado um agrupamento de pares de CVaR considerando uma tolerância para o atendimento energético da geração termelétrica. Os pares pertencentes ao agrupamento selecionado serão ranqueados ao menor custo de geração termelétrica.
5. O primeiro colocado será o principal candidato a ser selecionado.
6. Os pares selecionados no Passo 4 serão levados para a avaliação dos impactos físicos, financeiros e tarifários.

9.3.Resultados

Os resultados da ap**licação da metodologia descrita** para os estudos de análises prospectivas em comparação com a **Curva Referencial para o ano de 2024** [1] são apresentados pelas trajetórias de armazenamento da Figura 143.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

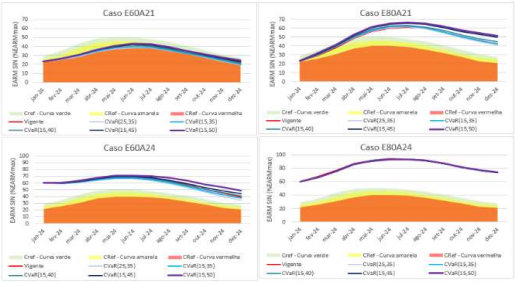


Figura 143 - Comparação da trajetória da energia armazenada simulada nos prospectivos com as curvas da CRef 2024.

Conforme se observa na Figura 143, **apenas os cenários de menor armazenamento inicial E60A21 e E80A21 são os que requisitam algum despacho termelétrico**. A diferença entre a geração termelétrica requisitada pela CRef e a atendida são apresentadas na Figura 144.

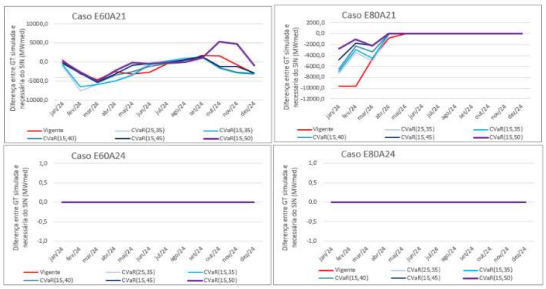


Figura 144 - Diferença entre a geração termelétrica simulada no prospectivo e a necessária do SIN.

Nas análises, observa-se que o **caso híbrido consegue atender melhor ao requerimento da CRef no cenário E80A21**. Uma vez que consegue ter um maior despacho termelétrico no início do ano, ele consegue aumentar seu armazenamento e mudar de faixa da CRef mais rapidamente.

Os níveis de atendimento à CRef para os estudos prospectivos são sumarizados na Figura 145 e Tabela 44 à Tabela 47.

Conforme indicado na Figura 143 e na Figura 144, os cenários que **necessitam atender à CRef são o E60A21** (Tabela 44) e **o E80A21** (Tabela 46). No **cenário E60A21**, se verifica que o modelo responde a uma **maior aversão ao risco.** Para esse cenário, a partir do **CVaR(15,40)** se tem um valor atingido próximo ao do caso Vigente. Para o cenário E80A21, todos os casos híbridos alcançaram um índice de atendimento à CRef maior que o do caso Vigente.

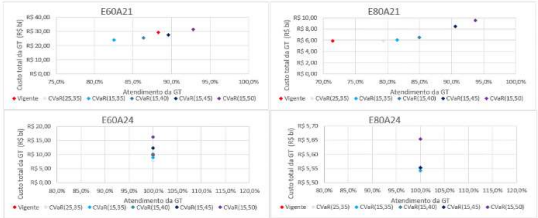


Figura 145 - Resumo dos resultados obtidos para o prospectivo pela metodologia para calibração do CVaR.

Tabela 44 - Resultados do atendimento da meta e custos do prospectivo para o caso de E60A21.

CVaR	Atendimento da GT mensal (%)	Custo total da GT no horizonte (R$ bi)
Vigente	88,3%	R$ 29,26
CVaR(25,35)	82,5%	R$ 23,78
CVaR(15,35)	83,0%	R$ 24,03
CVaR(15,40)	86,3%	R$ 25,33
CVaR(15,45)	89,6%	R$ 27,49
CVaR(15,50)	92,8%	R$ 31,48

Tabela 45 - Resultados do atendimento da meta e custos do prospectivo para o caso de E60A24.

CVaR	Atendimento da GT mensal (%)	Custo total da GT no horizonte (R$ bi)
Vigente	100,0%	R$ 9,84
CVaR(25,35)	100,0%	R$ 7,65
CVaR(15,35)	100,0%	R$ 8,86
CVaR(15,40)	100,0%	R$ 10,23
CVaR(15,45)	100,0%	R$ 12,30
CVaR(15,50)	100,0%	R$ 16,22

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Tabela 46 - Resultados do atendimento da meta e custos do prospectivo para o caso de E80A21. CVaR: Vigente; CVaR(25,35); CVaR(15,35); CVaR(15,40); CVaR(15,45); CVaR(15,50) Atendimento da GT mensal (%): 71,5%; 79,4%; 81,5%; 85,0%; 90,6%; 93,7% Custo total da GT no horizonte (R$ bi): R$ 5,90; R$ 5,87; R$ 6,05; R$ 6,48; R$ 8,44; R$ 9,48		
Tabela 47 - Resultados do atendimento da meta e custos do prospectivo para o caso de E80A24. CVaR: Vigente; CVaR(25,35); CVaR(15,35); CVaR(15,40); CVaR(15,45); CVaR(15,50) Atendimento da GT mensal (%): 100,0%; 100,0%; 100,0%; 100,0%; 100,0%; 100,0% Custo total da GT no horizonte (R$ bi): R$ 5,54; R$ 5,54; R$ 5,54; R$ 5,55; R$ 5,55; R$ 5,65	Comentário.	Menor custo para os consumidores.
Desse modo, a análise da aderência à CRef diagnosticou que a utilização do modelo **NEWAVE Híbrido com o CVaR(15,40), CVaR(15,45) e CVaR(15,50) auferem resultados semelhantes ou superiores aos dos casos vigentes.**	Comentário.	Menor custo para os consumidores CVaR(25,35). CVaR: Vigente; CVaR(25,35); CVaR(15,35); CVaR(15,40); CVaR(15,45); CVaR(15,50) E60A21.: 29,26; 23,78; 24,03; 25,33; 27,49; 31,4 E60A24: 9,84; 7,65; 8,86; 10,23; 12,3; 16,22 E80A21.: 5,90; 5,87; 6,05; 6,48; 8,44; 9,48 E80A24.: 5,54; 5,54; 5,54; 5,55; 5,55; 5,65 Total: 50,54; 42,84; 44,48; 47,59; 53,78; 62,75
Ressalta-se que essa análise não foi realizada para os estudos backtests, em razão da ausência de uma CRef daqueles anos compatível com a atual metodologia de construção da CRef, além dos resultados observados em situações de abundância hidrológica, sobretudo no ano de 2023, não oferecerem comparativos importantes para análise (curvas de armazenamento muito mais altas do que uma CRef que por ventura fosse utilizada).		
10. Conclusões e recomendações		
Na **Seção 1, foi apresentada a introdução do presente relatório**, a **Seção 2 trouxe um resumo executivo** e a **Seção 3 retratou a metodologia e suas avaliações** no Ciclo de Trabalhos 2023/2024. Em sequência, a **Seção 4 apontou os estudos preliminares** de verificação dos pares de CVaR a serem **aprofundados pelos estudos** de backtest e prospectivos, apresentados na **Seção 5 e Seção 6**, respectivamente. As avaliações dos **impactos comerciais constam na Seção 7**, onde foram analisados o comportamento da geração termelétrica e os custos associados, GSF e impactos no MRE. Na **Seção 8, foi feita a avaliação de impacto tarifário**. As a**valiações de atendimento à CRef** foram feitas na **Seção 9.**		
Por fim, a Tabela 48 contém a compilação das principais conclusões dos estudos que foram desenvolvidos para avaliação do modelo NEWAVE Híbrido pela Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP durante o Ciclo de Trabalhos 2023/2024.		
Tabela 48 - Conclusões da avaliação do NEWAVE Híbrido e parametrização do CVaR.		
Conclusões gerais		
A **representação individualizada** do parque gerador hidroelétrico de forma explícita no problema de otimização do modelo NEWAVE tem o potencial de **sensibilizar o modelo DECOMP** através de uma Função de Custo Futuro (FCF) mais próxima às suas dinâmicas de operação de curto prazo.		
Recentemente, o **tema ganhou especial atenção** devido à situação energética vivenciada nos últimos anos, sendo discutido em diferentes instâncias setoriais, pelo Tribunal de Contas da União, pela Controladoria Geral da União e no Plano de Recuperação dos Reservatórios de Usinas Hidrelétricas do País (PRR) promovido pelo CNPE e coordenado pelo MME.	Comentário.	Infelizmente o resultado da operação foi péssimo para os consumidores em 2011 apresentando bandeiras tarifárias excessivas de R$ 142/MWh entre Set/21 e Abril/22. Não resta dúvida que todos foram impactados, mas quem pagou uma conta excessiva, a qual foram somados os impostos de ICMS e PIS/COFINS foram os consumidores cativos de energia elétrica, excluídos os de MMGD. Conclui-se que térmicas mais baratas deveriam ter sido despachadas antes.
Simulações encadeadas retrospectivas		
Observou-se que, em **análises estruturais de longo prazo**, as trajetórias de armazenamentos do modelo híbrido se aproximam mais dos valores reais observados durante a operação, ou seja, os aprimoramentos metodológicos **proporcionam políticas operativas (FCF) mais robustas**, promovendo uma maior coerência entre os resultados auferidos pelos modelos e a realidade sistêmica.		
O caso com a execução do modelo Híbrido com o par de CVaR (15,40) apresenta uma maior eficiência, **alcançando maiores níveis de armazenamento ao final de 2022 e 2023**, com a adição de 2,5 p.p e 2,1 p.p, respectivamente, em relação à execução com o modelo Vigente, com o mesmo nível de geração termelétrica e custo associado.	Comentário.	A maior afluência em 2022 e 2023 também foram responsáveis pelo melhor nível de armazenamento.
Simulações encadeadas prospectivas		
Caso E60A21 (**hidrologia extremamente baixa e reservatórios baixos**) NEWAVE Híbrido mais eficiente com CVaR(15,40), alcançando valores próximos de armazenamentos com relação ao modelo Vigente, com uma **economia de aproximadamente R$ 4 bilhões no ano** em custos de geração termelétrica.		
Caso E80A21 (**hidrologia baixa e reservatórios baixos**) O modelo híbrido tem uma resposta adequada ao acionar **maior geração térmica de forma antecipada**, provendo uma maior segurança energética devido à melhor aderência à CRef.		
Caso E60A24 (**hidrologia extremamente baixa e reservatórios preservado**s) O modelo híbrido também apresenta uma **melhor resposta (geração térmica antecipada)**, preservando os armazenamentos.		
Caso E80A24 (**hidrologia baixa e reservatórios preservados**) O modelo híbrido "recolhe" a **geração térmica (despacho apenas da inflexibilidade)**, não acarretando o aumento do vertimento turbinável.	Comentário.	Melhor resultado para o consumidor.
A Tabela 49 contém as principais recomendações da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP.		
Tabela 49 - Recomendações finais.		
Recomendações		
Para se garantir uma **maior segurança energética** estrutural ao SIN, é necessário que os modelos computacionais sejam **constantemente aprimorados** tendo em vista que os resultados operativos se aproximem da **realidade sistêmica**. A proposta metodológica **NEWAVE Híbrido** traz importantes aprimoramentos nessa direção.	Comentário.	Concordamos com a visão do aprimoramento contínuo evitando-se erros passados.
No modelo **NEWAVE**, tendo em vista o atual estágio de desenvolvimento, é **recomendada** a utilização do período de **individualização de 12 meses** com a indicação de estudos para a total individualização de usinas hidrelétricas concomitantemente com outros estudos de redução de tempo computacional.		
Consideração no modelo **NEWAVE** das **penalidades de turbinamento máximo e mínimo** e as restrições de defluência e **geração mínima baseadas no custo de térmica mais cara.**		
Recomendação de **alteração das micropenalidades de vertimento** em período individualizado no modelo NEWAVE para o valor "0.0003" e compatibilização das demais penalidades a ela associadas.		
Atualização dos valores de VminOp de 22,5% para 19,1% no Norte, conforme NT-ONS DPL 0131-2023 [1].		
Emprego da funcionalidade de **cortes externos**, com atualização nos processos oficiais de planejamento da **operação e cálculo do PLD**, ao menos nas revisões quadrimestrais.	Comentário.	O calculo do PLD merece ser revisto com base nos efeito para o mercado cativo conforme demonstramos no item 8.2.
Manutenção do critério de **parada atual de 6 iterações consecutivas** com delta de Zinf abaixo de 0,1%, limitado ao **mínimo de 30 e máximo de 50 iterações para os processos de PMO e PLD.**		
Por fim, **recomenda-se a utilização** do modelo **NEWAVE Híbrido avaliado no ciclo 2023/2024** com o par de **CVaR (α = 15% e λ = 40%)**, para fins de **planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025**. Essa escolha é a mais apropriada, uma vez que apresenta benefícios econômicos (**maior eficiência e menor custo de geração térmica**) e **aderência aos critérios de segurança** energética do CMSE. Desta forma, procura-se aproximar à aversão ao risco do modelo Vigente, que deve permanecer em uso pela EPE durante a fase de transição.	Comentário.	Pelo demonstrado no estudo o par de CVaR (α = 25% e λ = 35%) seria o de menor custo em todas as alternativas avaliadas. Por que não foi adotado? CVaR: Vigente; CVaR(25,35); CVaR(15,35); CVaR(15,40); CVaR(15,45); CVaR(15,50) E60A21.: 29,26; 23,78; 24,03; 25,33; 27,49; 31.4 E60A24: 9,84; 7,65; 8,86; 10,23; 12,3; 16,22 E80A21.: 5,90; 5,87; 6,05; 6,48; 8,44; 9,48 E80A24.: 5,54; 5,54; 5,54; 5,55; 5,55; 5,65 Total: 50,54; 42,84; 44,48; 47,59; 53,78; 62,75

Referências Bibliográficas

[1] ONS, "CONSTRUÇÃO DA CURVA REFERENCIAL DE ARMAZENAMENTO - CREF - PARA O ANO DE 2024," NT-ONS DPL 0131/2023, 2023.

[2] CPAMP, "Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2023 - Representação Híbrida de Usinas Hidrelétricas e Eficientização do Modelo NEWAVE," 2023.

[3] C. B. Cruz, A. L. Diniz, T. C. Justino e R. R. Barboza, "Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na programação dinâmica dual estocástica - NEWAVE Híbrido," Relatório Técnico CEPEL 1002/2022, 2022.

[4] S. Rebennack, "Combining Sampling-based and Scenario-based Nested Benders' Decomposition Methods: Application to Stochastic Dual Dynamic Programming," athematical programming, vol. 156, nº 1, pp. 343-389, 2016.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

[5] A. B. Philpott e V. L. de Matos, "Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion," European Journal of Operational research, vol. 218, nº 2, pp. 470-483, 2012.

[6] A. W. Rosemberg, A. Street, J. D. Garcia, D. M. Valladão, T. Silva e O. Dowson, "Assessing the Cost of Network Simplifications in Long-Term Hydrothermal Dispatch Planning Models," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 13, nº 1, pp. 196-206, 2022.

[7] G. L. M. Fredo, , E. C. Finardi, P. V. Larroyd e L. B. Picarelli, "Inflow Aggregation and Run-of-the-River Inflow Energy for Reducing Dimensionality in the Long-Term Generation Scheduling Problem," IEEE Access, vol. 9, pp. 98542-98560, 2021.

[8] P. V. Larroyd, R. Pedrini, F. Beltran, G. Teixeira, E. C. Finardi e L. B. Picarelli, "Dealing withNegative Inflows in the Long-Term Hydrothermal Scheduling Problem," Energies, vol. 1, pp. 1-19, 2022.

[9] G. Fredo e E. C. Finardi, "Assessing solution quality and computational performance in the long-term generation scheduling problem considering different hydro production function approaches," Renewable Energy, vol. 131, pp. 45-54, 2019.

[10] F. D. Machado, A. L. Diniz e C. T. Borges, "Asynchronous parallel stochastic dual dynamic programming applied to hydrothermal generation planning," Electric Power Systems Research, vol. 191, p. 106907, 2021.

[11] C. B. Cruz, A. L. Diniz, T. C. Justino e R. d. R. Barboza, "Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na programação dinâmica dual estocástica - NEWAVE Híbrido," Relatório de Projeto – DSE – 1002 / 2022, 2020.

[12] CPAMP, "Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 03-2023 - Avaliação da parametrização do CVaR com sumário executivo 2022/2023," 2023.

[13] MME/EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2031," 2022.

[14] EPE, "Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2031," 2021.

[15] ONS, "ATUALIZAÇÃO DE DADOS CADASTRAIS E DA REPRESENTAÇÃO DO COMPLEXO HIDRELÉTRICO BELO MONTE NA CADEIA DE MODELOS," NT-ONS DPL 0017/2023, 2023.

[16] Ramalho, G. M. et al, Uma Proposta de Avaliação da Aversão ao Risco dos Modelos da Cadeia Principal de Otimização Energética Brasileira, Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil: XIX Encontro Regional Ibero-americano do CIGRE, 2023.

[17] C. B. Cruz, R. J. Pinto, A. L. Diniz e T. C. Justino, "Utilização de função de custo futuro externa como condição de contorno ao final do horizonte em substituição ao período pós estudo no modelo NEWAVE," Relatório Técnico , 2023.

[18] C. B. Cruz, R. J. Pinto e R. d. R. Barboza, "Aprimoramentos no processamento distribuído, gerenciamento de armazenamento e uso de memória no modelo NEWAVE," Relatório Técnico CEPEL, Rio de Janeiro, 2023.

[19] A. L. Diniz, M. E. Maceira, R. J. Pinto, C. L. Vasconcellos, D. D. J. Penna e C. B. Cruz, "Estratégia de seleção de cortes de Benders para redução do tempo computacional da programação dinâmica dual estocástica," Relatório Técnico CEPEL nº 11138, 2017.

[20] A. L. Diniz, M. E. Maceira, R. J. Pinto, D. D. J. Penna e C. B. Cruz, "A. L. Diniz, M. E. Maceira, R. J. Pinto, D. D. J. Penna, C.B.Cruz, "Estratégia de seleção de cortes de Benders para redução do tempo computacional da programação dinâmica dual estocástica," em LII Simpósio Brasileiro de Otimização Estocásica (SBPO) , João Pessoa, Brasil, 2020.

Anexo I – Avaliação das execuções de acompanhamento

A fim de avaliar os impactos da implementação do NEWAVE Híbrido em comparação com os modelos vigentes, CCEE e ONS vem realizando execuções de acompanhamento dos decks processos de PMO e PLD. Essas execuções são uma sensibilidade dos casos oficiais a partir de janeiro de 2024 com a funcionalidade do NEWAVE Híbrido. Para cada mês estão sendo executados o modelo NEWAVE, a revisão 0 do DECOMP e um dia do DESSEM. Ressalta-se que, para estas execuções de acompanhamento, não há a troca dos parâmetros de CVAR. Em sequência são apresentados alguns resultados das execuções de acompanhamento dos casos de PLD. Esses decks têm sido disponibilizados no SINtegre4.

Execução de acompanhamento de janeiro de 2024

A Tabela 50 apresenta os principais Resultados de DECOMP da execução de acompanhamento de janeiro de 2024. Como pode ser notado, o modelo de curto prazo não indicou uma geração térmica além da inflexibilidade e, portanto, permanecendo com a indicação de PLD no mínimo regulatório.

Tabela 50 – Resultados da execução de acompanhamento da 1ª semana da RV0 do DECOMP de janeiro de 2024.

Submercado	Armazenamento Inicial (%EARMmax)	Armazenamento Final (%EARMmax)	CMO (R$/MWh)
Sudeste	60,9%	61,0%	0,06
Sul	93,4%	83,7%	0,06
Nordeste	49,0%	48,9%	0,06
Norte	46,1%	45,9%	0,06

Geração Hidráulica SIN (MWm)	53.802
Geração Térmica SIN (MWm)	4.929

Para a execução do DESSEM foi selecionado o dia 02 de janeiro (primeira terça-feira do mês operativo). A Figura 146 e Figura 147 apresentam os principais resultados para o primeiro dia do DESSEM. Mantendo a indicação do DECOMP, o DESSEM também manteve o PLD com o mínimo regulatório.

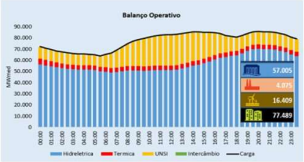


Figura 146 – Balanço operativo do DESSEM de acompanhamento do dia 02 de janeiro de 2024.

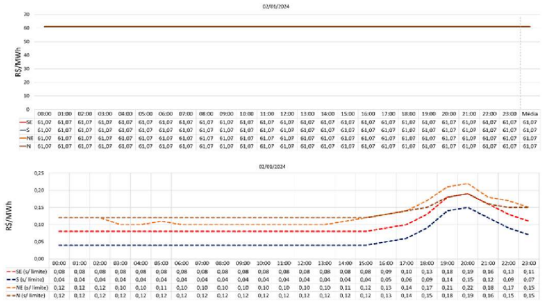


Figura 147 - PLD com e sem piso e teto para a execução de acompanhamento do DESSEM do dia 02 de janeiro de 2024.

Execução de acompanhamento de fevereiro de 2024

A Tabela 51 apresenta os principais Resultados de DECOMP da execução de acompanhamento de fevereiro de 2024. Assim como no caso anterior, o modelo de curto prazo não indicou uma geração térmica além da inflexibilidade e, portanto, permanecendo com a indicação de PLD no mínimo regulatório.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO

Tabela 51 - Resultados da execução de acompanhamento da 1ª semana da RV0 do DECOMP de fevereiro de 2024.

Submercado	Armazenamento Inicial (%EARMmax)	Armazenamento Final (%EARMmax)	CMO (R$/MWh)
Sudeste	60,9%	61,7%	0,09
Sul	81,4%	73,0%	0,09
Nordeste	52,4%	54,2%	0,09
Norte	48,6%	58,0%	0,09

Geração Hidráulica SIN (MWm)	58.806
Geração Térmica SIN (MWm)	5.159

Para a execução do DESSEM foi selecionado o dia 29 de janeiro (primeira segunda-feira do mês operativo). A Figura 148 e Figura 149 apresentam os principais dados do primeiro dia do DESSEM.

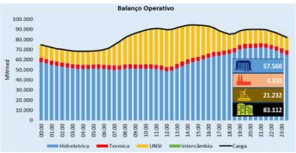


Figura 148 - Balanço operativo do DESSEM de acompanhamento do dia 29 de janeiro de 2024.

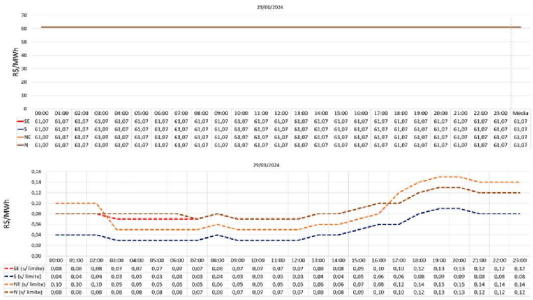


Figura 149 - PLD com e sem piso e teto para a execução de acompanhamento do DESSEM do dia 29 de janeiro de 2024.

Mantendo a indicação do DECOMP, o DESSEM também manteve o PLD com o mínimo regulatório.

Execução de acompanhamento de março de 2024

A Tabela 52 apresenta os principais Resultados de DECOMP para a execução de acompanhamento de março de 2024. Como pode ser notado, mais uma vez o modelo de curto prazo não indicou uma geração térmica além da inflexibilidade e, portanto, permanecendo com a indicação de PLD no mínimo regulatório.

Tabela 52 - Resultados da execução de acompanhamento da 1ª semana da RV0 do DECOMP de março de 2024.

Submercado	Armazenamento Inicial (%EARMmax)	Armazenamento Final (%EARMmax)	CMO (R$/MWh)
Sudeste	62,9%	64,8%	0,98
Sul	70,0%	67,5%	0,98
Nordeste	62,9%	65,4%	0,96
Norte	70,2%	86,0%	0,96

Geração Hidráulica SIN (MWm)	58.054
Geração Térmica SIN (MWm)	5.056

Para a execução do DESSEM foi selecionado o dia 29 de fevereiro (primeira quinta-feira do mês operativo). A Figura 150 e Figura 151 apresentam os principais resultados do primeiro dia do DESSEM.

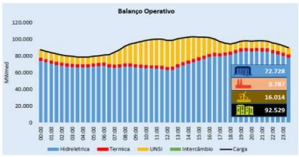


Figura 150 - Balanço operativo do DESSEM de acompanhamento do dia 29 de fevereiro de 2024.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 162/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL

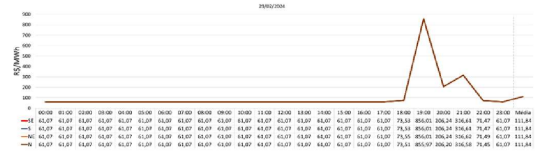
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024

EMENTA: Documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
 **Figura 151 – PLD com e sem piso e teto para a execução de acompanhamento do DESSEM do dia 29 de fevereiro de 2024.** A escolha do dia foi para verificação do comportamento do aprimoramento em uma data em que houve um pico de demanda a partir das 17 horas, com a saída do PLD do piso regulatório. Nesse caso, o pico de CMO ficou em aproximadamente 856 R$/MWh, com o PLD diário de aproximadamente 112 R$/MWh.		