

EDP – Energias do Brasil

Consulta Pública MME nº 109/2021

**Aprimoramentos propostos pela CPAMP
(ciclo 2020-2021)**

2 de julho de 2021



Consulta Pública MME nº 109/2021

Aprimoramentos propostos pela CPAMP (ciclo 2020-2021)

1 Sumário

1. Introdução	4
1.1. Contexto	4
2. Contribuições à CP MME 109/21	5
2.1. Calibração de parâmetros estruturais a partir de cenários atípicos/conjunturais de operação e carga	6
2.2. Elevação do parâmetro CVaR de (50,35) para (50,50) como resposta a efeitos conjunturais é indesejável.....	7
2.3. Metas de volumes mínimos propostos são de baixa exequibilidade, gerando sobrecustos ao sistema	9
2.4. Etapas de transição para entrada de novos parâmetros nos modelos – aplicação escalonada das metas de armazenamento do VMinOp	13
3. Contribuições adicionais	15
3.1. Governança dos modelos na Resolução CNPE nº 07/2016.....	16
3.2. Utilizar modelos computacionais de código fonte aberto	17

1. Introdução

1.1. Contexto

A presente CP MME 109/21 propõe aprimoramentos em parâmetros dos modelos computacionais utilizados no setor, visando melhorar a resposta das rotinas às condições operativas do sistema elétrico, questão que se tornou especialmente importante no contexto da crise hídrica de 2020-2021.

Conforme destacado nos relatórios, o Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP avaliou seis Subgrupos temáticos ao longo do ciclo 2019/2020/2021:

1. Volatilidade
2. Produtibilidade
3. Representação Hidrológica: Geração de Cenários
4. Representação do Volume Mínimo Operativo no modelo DECOMP
5. Elevação de Armazenamento
6. Taxa de Desconto

Dos trabalhos desenvolvidos, a presente Consulta propõe alterações de parâmetros nas rotinas computacionais a partir de janeiro/22, a saber:

Introdução do modelo de geração de cenários de afluências PAR(p)-A

“Com relação ao Subgrupo de Representação Hidrológica, os estudos avaliaram o aperfeiçoamento metodológico do modelo de geração de cenários de afluências atualmente empregado - PAR(p), visando preservar a condição hidrológica recente por um maior período. A metodologia proposta, denominado PAR(p)-A e que afeta os modelos NEWAVE e GEVAZP, foi desenvolvido pelo CEPEL e analisado pelo GT Metodologia, sendo as análises e resultados amplamente abordados no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2020 e no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 02-2021.”

Representação do VMinOp no DECOMP

“O Subgrupo de Representação do Volume Mínimo Operativo (SG-VMinOp) avaliou a representação dos níveis mínimos de armazenamento por Reservatório Equivalente de Energia (REE) no modelo DECOMP. A funcionalidade de Restrições Hidráulicas de Energia (RHEs) foi empregada para este fim, as análises e resultados são apresentados no Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 04-2021.”

Elevação de Armazenamento (ElevaEARM)

“O Subgrupo de Elevação de Armazenamento (SG-ElevaEARM) abordou a atualização dos níveis meta usados na representação das restrições de volume mínimo operativo no modelo NEWAVE, e por recomendação do GT Metodologia também estarão representadas no modelo DECOMP. O Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 05-2021 detalha a escolha dos novos parâmetros e a metodologia empregada para este fim.”

Elevação do CVaR de (50,35) para (50,50)

“Tabela 5 – Recomendações finais

Para se garantir uma maior segurança energética estrutural ao SIN, é necessário que os modelos computacionais reflitam um nível de aversão ao risco coerente aos requisitos sistêmicos do SEB. Os impactos diretos dessa maior segurança energética são os incrementos dos custos operativos, devido à inerente maior geração termelétrica, e a consequente redução da geração hidrelétrica, de forma a permitir a manutenção dos níveis dos reservatórios em níveis seguros à operação do sistema.

Por fim, recomenda-se a utilização, nos modelos computacionais, dos parâmetros de CVaR ($\alpha = 50\%$ e $\lambda = 50\%$). Nas análises, essa combinação de parâmetros, atrelada à utilização do PAR(p)-A no modelo NEWAVE e GEVAZP, do RHE no modelo DECOMP e da alteração dos níveis meta de VMinOp, se mostrou eficiente tanto para a segurança energética quanto para os impactos econômicos dos agentes do SEB.”

A seguir, a EDP apresenta suas contribuições.

2. Contribuições à CP MME 109/21

De início, as iniciativas e discussões de aprimoramentos aos modelos de formação de preços são sempre bem-vindas, bandeira defendida também pela EDP, em busca de aproximar a representação computacional à realidade operativa do sistema.

É notória a situação crítica vivenciada pelo sistema elétrico brasileiro no período 2020-2021, e as expectativas do cenário hidrológico para o restante do ano e início do próximo indicam uma continuidade da operação em atenção na garantia de atendimento de energia e potência.

Dito isso, as propostas apresentadas pela CPAMP na presente Consulta apontam para ajustes em parâmetros dos modelos que aumentam a aversão a risco e os níveis de armazenamento dos reservatórios, resultando em maior uso do parque termelétrico dentro da ordem de mérito.

Embora seja uma resposta natural ao problema posto, a EDP entende que o *timing* e exequibilidade das metas de desempenho e armazenamento estipuladas precisam ser mais bem avaliadas, pois os parâmetros foram todos ajustados a partir dos piores históricos, quando na verdade almeja-se que modelo responda de forma adequada dentro das faixas normais de operação.

Portanto, a EDP explora mais detalhadamente a seguir os parâmetros e metas propostos pela CPAMP, e os desafios ao mercado impostos por cada um deles.

2.1. Calibração de parâmetros estruturais a partir de cenários atípicos/conjunturais de operação e carga

Conforme destacado nos relatórios, os aprimoramentos foram todos avaliados em simulações de *backtest* sobre os períodos de 2012-2015 e 2020-2021, intervalos reconhecidamente de baixas hidrologias e operação do sistema em atenção, com notórios impactos financeiros aos agentes do mercado, em especial aos consumidores.

Embora simulações em cenários de maior criticidade façam sentido, é fundamental destacar que os aprimoramentos não são parte apenas de um atendimento momentâneo do sistema, mas de uma operação estrutural e contínua, onde os eventos de cauda de distribuição são, de fato, eventos de baixa probabilidade.

Alterações calibradas para situações conjunturais são indesejáveis, pois podem não só gerar sobrecustos aos agentes, mas também influenciar nas decisões de médio/longo prazo, como as revisões de garantia física (tema abordado nas propostas) e a própria expansão do sistema.

A EDP entende que os aprimoramentos dos parâmetros nos modelos computacionais sejam simulados não apenas em períodos críticos, mas que observem também períodos de operação regular do sistema.

Ao não observar o funcionamento habitual, bem como as projeções que avaliem os efeitos nos próximos anos, há risco de sobreprecificação das atividades dos diversos elos da cadeia de energia, criando sobrecustos contínuos e distorcidos às necessidades de operação segura do sistema.

2.2. Elevação do parâmetro CVaR de (50,35) para (50,50) como resposta a efeitos conjunturais é indesejável

Na esteira da preocupação apontada quanto à calibração de parâmetros em resposta à períodos críticos do sistema, a CPAMP propôs a elevação da aversão a risco dos modelos (CVaR) do par (50,35) para (50,50).

Como justificativa, os relatórios apontam:

“Simulações encadeadas retrospectivas entre janeiro/2020 e fevereiro/2021

Nas simulações de sensibilidades realizadas para o período de janeiro de 2020 a fevereiro 2021, todos os casos indicaram armazenamento final no SIN superior ao caso executado com o modelo Vigente. Portanto, as novas metodologias sugeridas pela CPAMP foram eficientes na elevação do armazenamento.

Quanto ao custo de geração térmica, conforme esperado, os custos aumentam à medida que se aumenta o nível de aversão ao risco. O caso mais próximo ao realizado é o CVaR (50,50) com uma diferença positiva de aproximadamente R\$ 2,2 bilhões.

(...)

Recomendações

Para se garantir uma maior segurança energética estrutural ao SIN, é necessário que os modelos computacionais reflitam um nível de aversão ao risco coerente aos requisitos sistêmicos do SEB. Os impactos diretos dessa maior segurança energética são os incrementos dos custos operativos, devido à inerente maior geração termelétrica, e a consequente redução da geração hidrelétrica, de forma a permitir a

manutenção dos níveis dos reservatórios em níveis seguros à operação do sistema.

Por fim, recomenda-se a utilização, nos modelos computacionais, dos parâmetros de CVaR ($\alpha = 50\%$ e $\lambda = 50\%$). Nas análises, essa combinação de parâmetros, atrelada à utilização do PAR(p)-A no modelo NEWAVE e GEVAZP, do RHE no modelo DECOMP e da alteração dos níveis meta de VMinOp, se mostrou eficiente tanto para a segurança energética quanto para os impactos econômicos dos agentes do SEB.”

O trecho explicita a alteração do CVaR como uma adequação de “contorno” aos demais aprimoramentos (PAR(p)-A e níveis mínimos de armazenamento), calibrado para refletir a operação real feita pelo ONS no período 2020-2021.

Desde já é importante salientar que, apesar das discussões envolvendo o CVaR circularem nos fóruns do setor desde 2013, afigura-se inoportuno realizar alterações no parâmetro visando calibrar o modelo para refletir as decisões conjunturais do Operador. O CVaR representa parâmetro de relevância para a operação e planejamento de médio/longo prazo, cuja alteração impõe impactos à revisão de garantia física das usinas, à expansão do sistema nos leilões centralizados e, sem a necessária avaliação observando regimes mais usuais do sistema, também contribuirá para operações continuamente mais caras, distorcendo a otimização e uso dos reservatórios.

Destaca-se como problema da proposta também o fato que 2020-2021 não é só um ciclo de hidrologia atípica, mas também de fatos conjunturais de impactos relevantes no curto prazo, mas que poluem e distorcem as avaliações para calibração de parâmetros visando a operação regular do sistema, o que certamente ocorrerá caso se prossiga com o racional do (50,50) proposto.

Notoriamente, a operação do ciclo 2020-2021 foi relevantemente influenciada pelos efeitos da pandemia do coronavírus, bem como das restrições impostas às usinas do Rio São Francisco ao final de 2020¹ e dos dados de hidrograma da UHE Belo Monte². Em adição, a mídia especializada aponta que as questões ambientais, regulatórias e jurídicas sobre o trecho de vazão reduzida do rio Xingu voltarão a pressionar a operação do sistema em 2022³.

¹ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53157646/ana-altera-operacao-de-hidreletricas-impactando-o-pld>

² <https://www.agenciainfra.com/blog/mudanca-de-vazao-em-belo-monte-pode-gerar-aumento-de-r-40-no-pld-e-perda-de-r-3-bi/>

³ <https://megawhat.energy/news/143129/justica-atende-mpf-e-cancela-acordo-entre-belo-monte-e-ibama>

Embora representem fatos de inegável impacto ao sistema, são também reconhecidamente conjunturais, de forma que não se mostra adequado calibrar o parâmetro CVaR (bem como qualquer outro) somente visando reproduzir a operação observada no período, em especial pela influência no caráter de planejamento de longo prazo do referido parâmetro.

Portanto:

A EDP defende a manutenção do CVaR nos valores vigentes de (50,35), evitando a utilização do parâmetro para calibrações conjunturais nos modelos computacionais.

2.3. Metas de volumes mínimos propostos são de baixa exequibilidade, gerando sobrecustos ao sistema

Os relatórios disponibilizados destacam as propostas de elevação dos níveis meta de reservatórios nos modelos computacionais, conforme disposto na Figura 1 abaixo:

Tabela 5 – Níveis Volume Mínimo Operativo Atuais (NEWAVE)

REE	Subsistema	VMinOp [%EARMx]
Sudeste	SE	10%
Paraná	SE	10%
Paranapanema	SE	10%
Sul	S	30%
Iguaçu	S	30%
Nordeste	NE	22.5%
Norte	N	10.7%

Tabela 1 – Novos valores recomendados para Volume Mínimo Operativo

REE	Submercado	VMinOp [%EARMx]
Sudeste	SE	20%
Paraná	SE	20%
Paranapanema	SE	20%
Sul	S	30%
Iguaçu	S	30%
Nordeste	NE	23.5%
Norte(*)	N	20.8% (18%)

(*) o valor de VMinOp para o REE Norte assume o valor de 18% no mês de dezembro do primeiro ano de acordo com a curva de operação da usina de Tucuruí [3].

Figura 1 – Volumes mínimos atuais e propostos pela CPAMP na CP MME 109/21

Destaca-se a relevante elevação dos volumes mínimos operativos para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, onde se concentra boa parte da capacidade de armazenamento do sistema elétrico.

Embora a utilização de critérios de armazenamento mais altos aponte para uma melhora na garantia de segurança energética, é salutar lembrar que os novos parâmetros e metas só devem entrar nos modelos a partir de janeiro de 2022, em obediência à Resolução CNPE nº 07/16.

Tal fato, por si só, já impõe uma descontinuidade na tomada de decisão operativa entre dez/21 e jan/22 e, combinada ao substancial efeito de elevação da aversão a risco proposta, amplifica-se o impacto de elevação de preços. Alia-se à constatação também o fato de que, ao que tudo indica, os reservatórios continuarão em uma trajetória crítica em razão da crise hídrica de 2021.

Considerando que os aprimoramentos propostos buscarão recuperar reservatórios severamente deplecionados, questiona-se se tais aprimoramentos serão capazes ou não de alcançar as metas estabelecidas pela CPAMP.

A EDP prosseguiu com estudos e simulações visando investigar esse ponto, verificando os limites e razoabilidade da capacidade de recuperação dos reservatórios a partir dos novos parâmetros de PAR(p)-A e volumes mínimos.

Primeiramente, seguindo para uma análise histórica da recuperação dos reservatórios – nos meses de dezembro e janeiro – em relação à energia natural afluyente (ENA) em cada período, começando pelo subsistema Sudeste, verifica-se que, para o primeiro mês do ano com ENA abaixo de 100% da média de longo termo, o replecionamento médio histórico esperado seria em torno de 4,69% e, para caso entre 70% e 100%, por volta de 7,38%, conforme indicado na Figura 2:

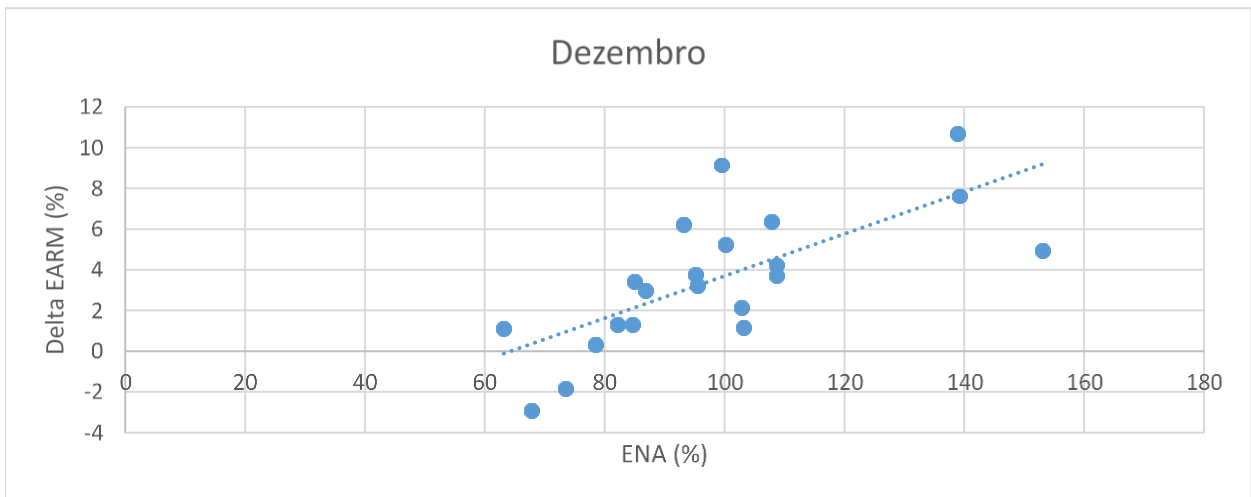
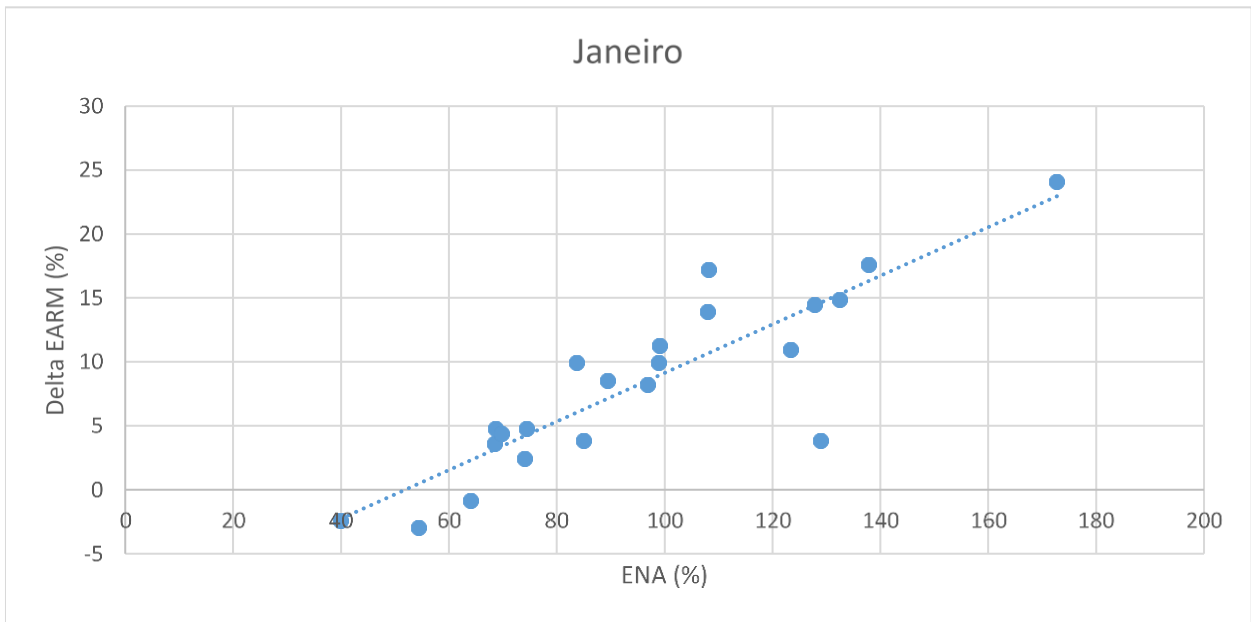


Figura 2 – Variação de EARM vs ENA no histórico dos meses janeiro e dezembro

Esse ponto de análise é essencial para gestão das expectativas de como as penalizações de VminOp impostas nos modelos podem não refletir na operação real. Como reflexão, no estudo apresentado pelo ONS⁴ é feita uma avaliação das condições de atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional, focado na situação hidroenergética da bacia do rio Paraná e da

⁴ NT-ONS DGL 0059/2021

importância da flexibilização das vazões mínimas de Jupιά e Porto Primavera⁵, onde faz-se menção que, caso fossem aprovadas as flexibilizações, o nível do reservatório esperado para o subsistema SE/CO no início de dezembro seria na ordem de **10,3%**, conforme Figura 3:

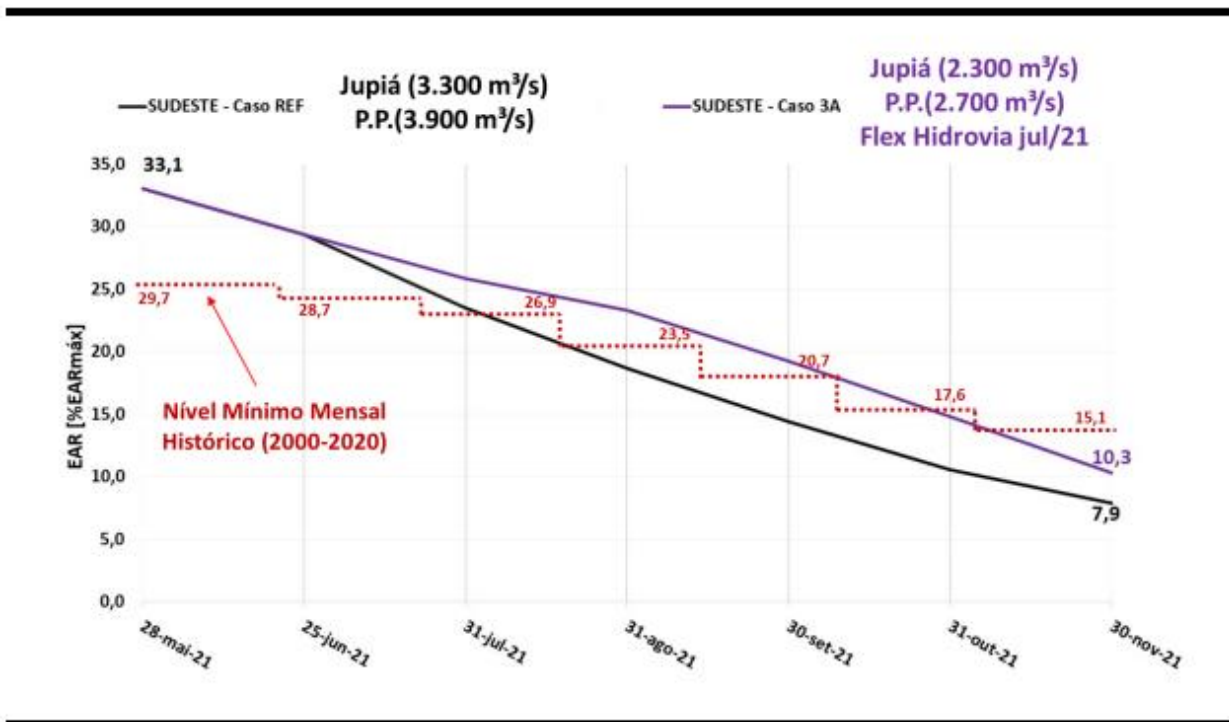


Figura 3 – Expectativa de recuperação de armazenamento na bacia do Paraná (Jupιά e Porto Primavera), conforme estudo ONS

A questão que se coloca diz respeito à capacidade do sistema de recuperar níveis muito baixos de armazenamento, dada a atual situação do SIN e o cenário de baixas afluências previstas para final do ano. Afigura-se possível que o modelo esteja penalizando a sua otimização por objetivos pouco factíveis.

As médias históricas de recuperação de níveis armazenamento do Sudeste para os meses de dezembro e janeiro com afluências menores ou iguais a 100% da MLT são respectivamente 2,47% e 5,59%, e para o submercado Sul -6,63% e -5,41%.

Das avaliações depreende-se que:

⁵ ambas aprovadas de acordo com Despacho IBAMA nº 10110358/2021-CGTEF/DILIC (07/jun/2021), Ofício ANA Nº 99/2021/AA-CD/ANA (07/jun/2021) e Portaria MME Nº 524 (11/jun/2021)

A EDP apresentou simulações prospectivas de armazenamento do sistema frente aos aprimoramentos de aversão a risco trazidas pelo PAR(p)-A e volumes mínimos, bem como a avaliação da capacidade do sistema real responder (frente às várias restrições de vazão) no contexto de um ponto de partida de reservatórios já muito baixos.

Conforme estudos da presente contribuição, há expectativas razoáveis de que o sistema não será capaz de alcançar as metas de reservatório propostas pela CPAMP, considerando também que os novos parâmetros só farão parte dos modelos a partir de jan/22. Tal constatação indica que a utilização de metas irrealistas resultará somente em elevação generalizada de preços, sem que o sistema alcance a segurança almejada.

Dessa forma, caso se deseje dar prosseguimento à aplicação do PAR(p)-A e parâmetros de volume mínimo, a EDP propõe que a implementação ocorra de forma escalonada, conforme apresentado no próximo tópico.

2.4. Etapas de transição para entrada de novos parâmetros nos modelos – aplicação escalonada das metas de armazenamento do VMinOp

A partir das constatações da capacidade de recuperação observada, a EDP propõe a entrada escalonada do VMinOp nos subsistemas SE/CO e S, onde estão os cenários mais críticos, conforme destaques:

- O subsistema SE/CO inicia o volume mínimo operativo atual de 10%, e é gradualmente elevado ao incremento de 2% ao mês, até que seja atingido em junho a cota proposta pela CPAMP de 20%;
- Para o subsistema Sul, dada a sua alta volatilidade, seja considerada uma redução do volume mínimo para 20%, mantendo até o mês de abril, período em que, segundo os dados históricos, é esperado que aconteça um deplecionamento dos reservatórios, seguindo para uma elevação incremental de 5% nos meses de maio e junho para o atingir o volume mínimo de 30% proposto pela CPAMP

A Figura 4 exemplifica o escalonamento proposto:

VMinOp (%)	
	SE/CO S

Jan	10	20
Fev	12	20
Mar	14	20
Abr	16	20
Mai	18	25
Jun	20	30

Figura 4 – Proposta EDP para escalonamento da entrada do VMinOp

Para pautar essa justificativa, procedeu-se com simulação do cenário realizado de janeiro a junho de 2021 utilizando o escalonamento proposto. A Figura 5 exhibe o reservatório equivalente do SIN ao final de cada semana operativa.

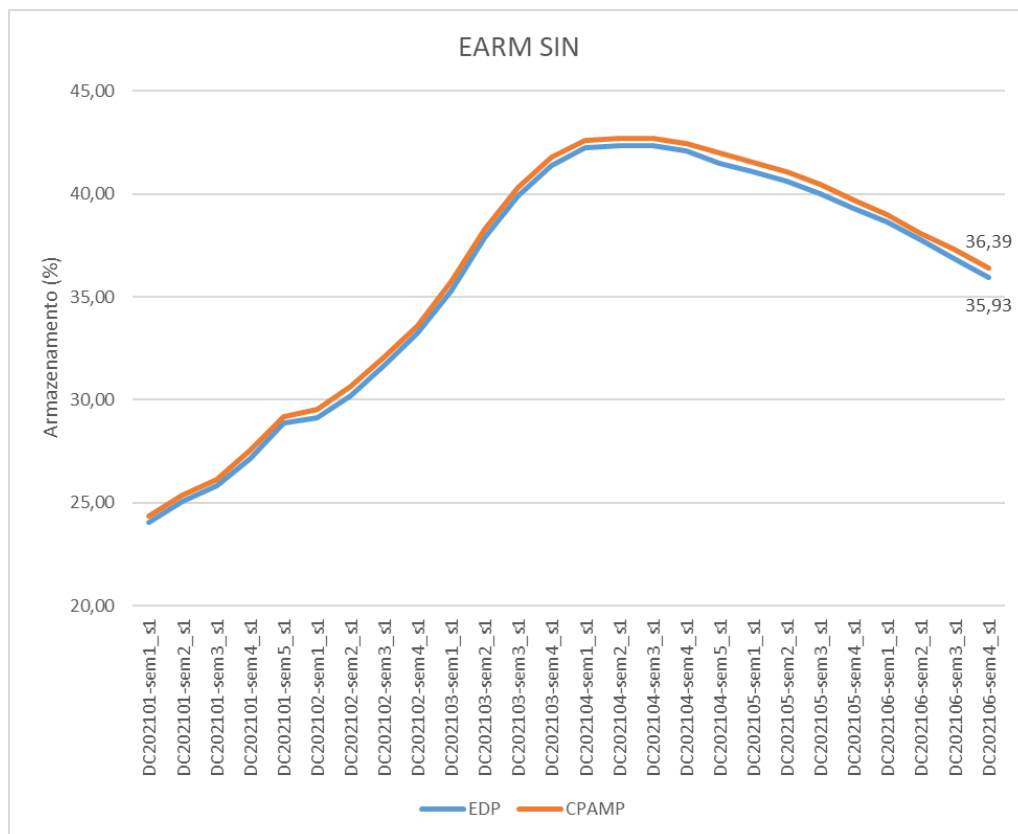


Figura 5 – Comparativo entre a simulação da proposta EDP e CPAMP

Resultados de CMO médio sem a limitação de máximo e mínimo:

R\$/MWh	SE/CO	S	NE	N
EDP	359,1	359,1	328,8	285,5
CPAMP	418,3	418,3	390,3	346,3

Figura 6 – CMO médio obtido na proposta EDP para escalonamento da entrada do VMinOp

Na proposta EDP haveria pouca diferença no armazenamento final em relação ao proposto pela CPAMP, com uma redução aproximada do CMO de R\$60/MWh.

Portanto:

De forma a trazer maior estabilidade na aplicação dos aprimoramentos propostos pela CPAMP, e considerando os estudos apresentados na presente contribuição, a EDP propõe:

- Manutenção do CVaR em (50,35);

- A entrada do PAR(p)-A em jan/22,

E a aplicação escalonada das metas de armazenamento do VMinOp, nos seguintes termos:

- O subsistema SE/CO inicia o volume mínimo operativo atual de 10% em jan/22, e é gradualmente elevado ao incremento de 2% ao mês, até que seja atingido em junho a cota proposta pela CPAMP de 20%;

- Para o subsistema Sul, dada a sua alta volatilidade, seja considerada uma redução do volume mínimo para 20%, mantendo até o mês de abril, período em que, segundo os dados históricos, é esperado que aconteça um deplecionamento dos reservatórios, seguindo para uma elevação incremental de 5% nos meses de maio e junho para o atingir o volume mínimo de 30% proposto pela CPAMP.

3. Contribuições adicionais

A seguir, a EDP complementa a contribuição com comentários sobre temas correlatos.

3.1. Governança dos modelos na Resolução CNPE nº 07/2016

Em episódios recentes, o setor elétrico se viu atingido por mudanças repentinas nas condições operativas e nos dados de entrada que ameaçam a estabilidade regulatória, trazendo novamente à mesa riscos jurídicos que se esperavam não mais rondar o bom funcionamento do setor⁶. Trata-se das alterações da operação do Rio São Francisco ao final de 2020⁷ e dos dados de hidrograma da UHE Belo Monte⁸. No segundo caso, conforme repercussão de renomadas consultorias na mídia especializada, o setor elétrico se viu sob risco de elevação substancial no custo de atendimento ao consumidor, uma vez que o empreendimento compõe o portfólio das distribuidoras de energia como um dos contratos de menor custo e, como participante do Mecanismo de Realocação de Energia, incutirá efeitos às outras hidrelétricas do condomínio e ao consumidor residencial, através dos efeitos do risco hidrológico.

No setor elétrico, a alteração de dados de entrada dos modelos de formação de preços segue a governança imposta pela Resolução CNPE nº 07/2016, que, dentre outros, impõe que a adoção de alterações deverá ser comunicada aos agentes com antecedência não inferior a um mês do PMO em que será implementado. No caso de alterações de metodologias, as alterações devem ser aprovadas até 31 de julho, com vigência para início do próximo ano.

Portanto, de forma a garantir a governança e bom funcionamento dos mercados de energia:

A EDP defende que qualquer aprimoramento proposto que resulte em alterações nos modelos de formação de preço deve observar os prazos e procedimentos da Resolução CNPE nº 07/2016.

⁶ Caso do chamado “risco hidrológico do ACL”, que praticamente “travou” o saudável funcionamento do mercado de energia desde 2015 e só recentemente foi encaminhado para solução via Lei nº 14.052/2020

⁷ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53157646/ana-altera-operacao-de-hidreletricas-impactando-o-pld>

⁸ <https://www.agenciainfra.com/blog/mudanca-de-vazao-em-belo-monte-pode-gerar-aumento-de-r-40-no-pld-e-perda-de-r-3-bi/>

3.2. Utilizar modelos computacionais de código fonte aberto

No ano de 2008, a ANEEL realizou a Chamada 001/2008 – Projeto Estratégico: “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico”, para desenvolvimento de projetos de P&D, fazendo constar:

“Contudo, além da possibilidade de aperfeiçoamento dos modelos oficiais, é interessante buscar novas abordagens para o problema, a fim de construir um ou mais paradigmas que, certamente, permitirão importantes aprimoramentos nos processos associados ao planejamento e à programação eletroenergética.

Dessa forma, considera-se de grande relevância para o SEB o desenvolvimento de outros modelos de otimização do despacho hidrotérmico visando atender ao mercado de energia elétrica com menor custo possível e garantindo a oferta futura de recursos energéticos.”

Da Chamada restaram habilitados 5 projetos, com investimento total de R\$ 45.055.597,38, onde foram desenvolvidos sistemas bem-sucedidos de despacho e com códigos publicamente abertos. O projeto desenvolvido pela EDP com a participação da UNICAMP, por exemplo, foi responsável pelo desenvolvimento do modelo ODIN, que rendeu a capacitação de pesquisadores, assim como a publicação de artigos nacionais e internacionais, como o artigo “ODIN: Metodologia para a Otimização do Despacho Interligado Nacional”, apresentado no VI CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, realizado no ano de 2011 em Fortaleza, premiado como o melhor artigo apresentado no evento.

Destaca-se o caráter público dos códigos desenvolvidos no projeto, que inegavelmente contribui para que as discussões de aprimoramentos ocorram no mais elevado grau de transparência e profundidade técnica. Tais características são essenciais para a continuidade dos aprimoramentos nos modelos computacionais utilizados oficialmente no SEB (como o DECOMP, SUISHI e DESSEM) que, ao não contarem com código fonte aberto, restringem esse nível de detalhamento aos pesquisadores da empresa proprietária.

Logo:

A EDP defende que, enquanto o despacho e formação de preços ocorrer por meio de modelos computacionais, devem ser utilizados modelos de código fonte aberto, com amplo conhecimento público, com adequada governança de parâmetros e premissas, para promover maior transparência do processo e dar maior robustez aos debates e contribuições junto à sociedade.
