

# CONSULTA PÚBLICA Nº 109/2021

CPAMP: APRIMORAMENTO NOS MODELOS

CICLO 2020-2021



## Sumário

<b>1. Introdução</b> .....	3
<b>2. Contribuição</b> .....	3
2.1 Representação Hidrológica .....	3
2.2 Elevação do Armazenamento .....	5
2.3 Novos Parâmetros de CVaR .....	6
2.3.1 GSF e Impacto Financeiro no MRE.....	8
2.4 Taxa de Desconto e Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas .....	9
<b>3. Considerações finais</b> .....	10

## 1. Introdução

O Grupo CPFL Energia traz a sua contribuição à **Consulta Pública nº 109/2021 – CP109**, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, com o objetivo de colher subsídios para a proposta de aprimoramento nos modelos com alteração nos seguintes parâmetros: Parametrização do CVaR, Elevação de Armazenamento, Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP, Representação da Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas Hidráulicas no Planejamento da Operação Energética de Curto Prazo, Representação Hidrológica e Taxa de Desconto.

Merece elogio o tema em pauta colocado em discussão pública, dada a relevância e importância que representam tais aprimoramentos metodológicos e seus impactos na formação de preço. O aperfeiçoamento dos modelos computacionais, realizado mediante ampla discussão com a sociedade, é o que se deseja para a construção de um Setor Elétrico Brasileiro que valoriza a transparência e participação social na tomada de decisões, notadamente aquelas que envolvem aprimoramento nos processos de formação de preço e, por conseguinte, trazem impacto em decisões comerciais de contratação e despacho.

A partir das análises apresentadas pelo GT Metodologia nos documentos disponibilizados nesta CP103, o Grupo CPFL Energia apresenta, na sequência, sua contribuição.

## 2. Contribuição

### 2.1 Representação Hidrológica

Em decorrência da observância de alterações repetitivas em padrões climáticos e hidrológicos ocorridos nos últimos anos, o Setor Elétrico passou a avaliar o tema geração de cenários de vazões naturais em usinas. Segundo o Relatório disponibilizado (“Representação Hidrológica: Geração de cenários”), a proposta de metodologia de aperfeiçoamento do modelo GEVAZP, denominada PAR(p)-A, traz melhorias importantes para a representação da hidrologia recente na geração de cenários de vazões e de Energias Naturais Afluentes (ENAs).

Pelos resultados apresentados nos novos estudos *backtest* e em estudos adicionais que foram realizados durante a força tarefa para validação do modelo (FT-Newave), observou-se que a nova abordagem para representação hidrológica demonstra melhor aderência com histórico e um potencial para prolongar a tendência hidrológica recente por mais tempo. Enquanto o modelo atual, observando a tendência mensal com no máximo 6 meses, apresentava em suas séries sintéticas uma reversão à média

histórica após 3 a 4 meses, a nova abordagem é capaz de alongar a tendência atual (inferior ou superior à média) ao longo de todo o ano seguinte. Além disso, observou-se também como característica da nova abordagem uma intensificação do perfil sazonal que se dá pela captura de padrões anuais, diferenciando os períodos úmidos e seco, em consonância com observações históricas mais recentes.

Tais características são importantes e o Grupo CPFL Energia acredita que constituem um aperfeiçoamento significativo na representatividade dos cenários, o que, por consequência também melhora os resultados do modelo no que se refere à estocasticidade da variável hidrológica.

Constatou-se, observando os estudos apresentados para esta CP, que o modelo proposto tende a gerar cenários mais severos ao longo do horizonte estudado, mais crítico que a normalidade, em comparação ao modelo vigente – o que resulta em grande elevação dos custos totais de operação, bem como de PLD/CMO. Isso pode ser justificado pelo fato de os períodos testados terem sido selecionados para verificar a resposta do modelo em períodos hidrológicos adversos (2012 a 2015) e (2020-2021).

Pela extensa análise estatística apresentada pelo CEPEL e estudos complementares de simulação, o Grupo CPFL acredita que a nova abordagem foi eficaz em elevar a correlação dos cenários gerados com o histórico de vazões de modo equilibrado, ou seja, os cenários tentem a corresponder a tendência do ano anterior, seja essa negativa ou positiva, sem um viés pré-definido. Assim, faz-se importante pontuar que não é possível afirmar que a implementação desse aperfeiçoamento, por si só, incorre em elevação de preços, uma vez que, diante de uma tendência hidrológica positiva, ele provavelmente gerará séries otimistas, o que teria o efeito oposto nos custos da operação.

**Dessa forma, seria muito importante complementar os estudos realizados com períodos de tendência hidrológica positiva que invertam a situação para condições de estiagem, a fim de verificar a resposta do modelo em diferentes situações, bem como se há sinal de antecipação de decisão de preservação dos armazenamentos.** Nos *backtests* apresentados, a situação hidrológica é severa e não há muito que antecipar em termos de decisão pois a mais indicada é naturalmente estocar água nos reservatórios.

Pois bem, em relação à proposta trazida, o Grupo CPFL entende que a sugestão de aprimoramento da metodologia de geração de cenários é promissora, mas julga que alguns pontos para reflexão devem ser considerados para se dar continuidade à evolução da proposta até a sua implementação:

- Priorizar o projeto de estacionariedade das séries históricas financiado pelo Banco Mundial e reavaliar o aperfeiçoamento da geração de cenários com os resultados deste projeto;

- Aprofundar os estudos de método de definição da significância do termo  $\psi$  para modelagem da persistência hidrológica;
- Aprofundar os estudos de agregação dos termos AR Anual vinculado aos fenômenos físicos de persistência de condição hidrológica e climática;

Por todo o exposto, o Grupo CPFL apoia a recomendação de adoção da metodologia PAR(p)-A na geração de cenários e construção da Função de Custo Futuro (FCF) nos modelos computacionais a partir de janeiro de 2022, sem prejuízo da complementação dos estudos realizados com períodos de tendência hidrológica positiva, com o intuito de verificar a resposta do modelo em diferentes situações.

## 2.2 Elevação do Armazenamento

Os novos valores propostos para volume mínimo (VMinOp) estão coerentes com as curvas traçadas para definir despacho térmico fora da ordem de mérito o que, por sua vez, afirma traduzir requisitos hídricos para cumprir com segurança as necessidades operativas. A elevação desses valores em relação aos níveis em vigor parece refletir a maior necessidade hídrica para garantia energética, fato que ficou evidenciado pela crise hídrica atual.

Quanto à utilização desses valores no modelo de curto prazo (RHE mix), os estudos demonstram que tal restrição tem efeito apenas caso o cenário previsto indique violação dos volumes mínimos, quando então passam a incorrer em penalizações de custo que deverão acarretar elevação de despacho térmico (a critério do modelo de curtíssimo prazo).

A proposta é interessante pois possibilita reação rápida, dentro do mês de operação, assim que forem identificadas condições (armazenamento inicial e previsão e vazões) adversas que indiquem risco de violação dos níveis de segurança estabelecidos.

Cabe pontuar que a utilização de níveis de armazenamento fixos que representam mínimos necessários para segurança operativa é adequada para essa proposta, pois meses e situações em que os armazenamentos estejam acima (e suficientemente longe) desses valores não haverá interferência na solução. O uso de curvas sazonais pode levar a regras indesejadas no modelo pois causaria um efeito direcionador nos níveis de armazenamento e, conseqüentemente na operação do sistema, o que pode ser muito danoso ao objetivo atual dos modelos (minimização de custos).

Logo, entende-se como adequado empregar o VminOp nos modelos NEWAVE e DECOMP com curvas constantes ao longo do ano, baseadas nos estudos de níveis referenciais de segurança ao final do período seco de armazenamento (CRef) utilizadas pelo CMSE para 2021. Além disso, no DECOMP, confirmar as conclusões do SG Volume Mínimo Operativo na adoção das restrições RHE mix utilizando restrições RHE hard nos estágios semanais e restrições RHE soft no estágio mensal estocástico do horizonte do modelo

Diante do exposto, o Grupo CPFL gostaria de trazer uma ressalva apenas quanto ao **parâmetro de penalização** pois não foi declarado o racional da escolha desse parâmetro e pelos resultados dos estudos apresentados, este parece estar excessivamente elevado para uma aplicação em curto prazo. Recomenda-se, com isso, a reavaliação do parâmetro e apresentação de um racional baseado em uma métrica de interpretação operativa por exemplo no máximo em CVU de determinado grupo térmico para que este parâmetro não seja mais um que possa ser calibrado conforme desejo de atingimento de resultados.

## 2.3 Novos Parâmetros de CVaR

Novamente, ressalta-se que a preocupação do MME em aprimorar os modelos computacionais do Setor Elétrico para provimento de maior segurança energética através de melhor representação da realidade e consequente aumento dos níveis de armazenamento é adequada, vez que pode mitigar os impactos de futuras crises hídricas. No entanto, a mudança deve ser feita a partir de análise abrangente sobre os custos ou benefícios líquidos das medidas para a sociedade em diferentes cenários, com intuito de se afastarem alternativas excessivamente custosas, avaliando em particular o efeito final ao consumidor cativo, que tem sofrido com impactos tarifários persistentes recentemente, e cujas ferramentas mitigatórias de risco são bastante limitadas.

Observando os resultados divulgados no relatório com sumário executivo fica evidente que esse parâmetro pode incorrer em custos excessivamente elevados nos períodos avaliados, com PLDs médios acima de 500 R\$/MWh se calibrados de forma profundamente restritiva. Observando o custo de geração térmica (fig 93), esse parâmetro teria incorrido em custos superiores ao realizado e mais que o dobro do indicado pelo modelo vigente.

O benefício visualizado ao final da simulação não é de direta valoração econômica e não deve ser diretamente comparado à trajetória observada uma vez que há vários outros fatores que diferenciam a operação no tempo real e daquela percebida pelo modelo, dentre as quais podemos destacar (i) a

modelagem agregada para usinas hidrelétricas no modelo de longo prazo, (ii) não representação da variabilidade da produção das renováveis, principalmente eólicas e solares que apresentam alta volatilidade e montantes cada vez mais expressivos para o sistema, (iii) representação da eficiência da produção de energia das diversas fontes, tanto por aproximações lineares para importantes funções não lineares quanto pela não representação de restrições operativas e indisponibilidade de equipamento pelos modelos e (iv) estimativa determinística, muitas vezes constante no intervalo de planejamento dos modelos, para diversas variáveis de comportamento dinâmico como carga e transmissão.

Assim, a única comparação adequada deve se dar entre resultados de simulação com as diferentes alternativas em análise, devendo ser mantidos os valores “realizados” apenas como uma referência a ser melhorada tanto para armazenamento quanto para custos.

Interferências no modelo visando maior garantia energética devem, portanto, viabilizar a otimização do despacho térmico com o objetivo de elevação da segurança, ou seja, o benefício do armazenamento deve se dar a um custo menor do que o realizado, uma vez que este foi incorrido por ações emergenciais (despacho térmico sem otimização). Não é razoável que uma solução, proveniente de um processo de otimização com objetivo de mínimo custo, resulte em uma operação mais cara que uma determinada solução que atente aos mesmos requisitos. Se isto ocorre, como no caso utilizando o CVaR (50,50), fica evidente que a solução encontrada pelo modelo não é ótima e deve ser revista.

Uma consideração importante sobre a escolha do parâmetro CVaR é que essa abordagem de “aversão a risco” no cálculo da política operativa consiste em um critério estatístico que procura dar um peso maior aos cenários desfavoráveis de afluições. Ela foi introduzida no modelo após a identificação de uma deficiência ligada à incerteza das vazões: o modelo utilizado para representação dessa variável, periódico autorregressivo mensal (par-p) gera cenários futuros que tendem rapidamente para a média de longo termo falhando, portanto, em representar sequencias mensais adversas mais longas (anos), como se observa no que se denomina período crítico e em vários períodos bianuais do histórico de vazões.

Neste sentido, para suprir a carência de uma cenarização de recessão persistente, no passado, se decidiu pela abordagem de Aversão ao Risco possibilitando, então, que um percentual ( $\alpha$ ) dos cenários mais severos gerados, não contemplados pelo modelo PAR(p) original, tivesse um peso ( $\lambda$ ) mas elevado na composição dos custos esperados da operação. O que, na visão do Grupo CPFL deveria ser corrigido pela adoção do PAP(p)-A e, com isso, permitido que uma intervenção estatística pudesse ser desnecessária. Logo, manter os valores dos atuais parâmetros pode ser interpretado por uma ainda necessidade de “correção” da modelagem de cenarização.

Como exemplo de uma resposta já suficientemente segura da adoção dos aprimoramentos propostos sem a alteração dos níveis de aversão ao risco, observando os resultados apresentados para os

casos em que foi mantido o CVaR atual (50, 35) nos períodos simulados, as alterações relacionadas à representação hidrológica e à elevação de armazenamento já produzem o efeito da antecipação do despacho termoelétrico em montantes que equilibram os requisitos adicionados/modificados com o objetivo de minimização de custos, produzindo assim, o desejado efeito de elevação das reservas hídricas.

Considera-se, portanto, que cada proposta deve ser avaliada pelo critério da questão que aborda, ou seja, o aperfeiçoamento da representação de vazões, por meio do modelo PAR(p)-A, já se mostra efetivo para a geração de cenários hidrológicos mais representativos da tendência recente, o que nos casos avaliados, significa cenários mais adversos e imposição de volumes mínimos operativos maiores e visíveis. No modelo de curto prazo o objetivo de elevação dos armazenamentos é atendido, devendo o parâmetro CVaR ser reavaliado apenas quando algum fato ou modelagem interfira diretamente na percepção de risco do sistema, o que não é o caso.

Importante se faz ressaltar que a CPFL considera incoerente proceder com estudos de adequação de segurança operativa com calibragem de parâmetros de aversão a risco (CVAR) para justificar aderência da modelagem.

Nesse sentido, faz-se necessário alertar que a elevação recomendada no peso ( $\lambda$ ) da aversão a risco CVaR implica em **sobreposição de critérios com um viés pessimista**, pois a alteração da modelagem hidrológica já possibilita a geração de cenários mais adversos sempre que (e na intensidade que) for capturado pela tendência do ano anterior. O parâmetro proposto penaliza duplamente a operação ao passo que eleva de 35% para 50% o peso dos cenários mais adversos que, por sua vez, já refletirão hidrologias mais desfavoráveis e conseqüente custo mais elevado para complementação térmica.

Além disso, conforme discutido na seção 2.1, não foram simulados períodos de hidrologia favorável, o que gera dúvida se a elevação do parâmetro CVaR para (50,50), conforme proposto, incorreria em vertimentos e custos desnecessários em uma condição hídrica mas favorável.

É sabido que as medidas para elevação da segurança e garantia energética são importantes, necessárias e urgentes, mas é preciso equilibrar o custo que o setor está disposto a pagar e qual risco disposto a correr.

### 2.3.1 GSF e Impacto Financeiro no MRE

Os resultados apresentados demonstram fortes impactos na garantia física caso este modelo seja utilizado para definir a próxima revisão ordinária apenas devido à nova formulação ( $V_{min}$  e PARp-A), e que tal cenário é potencializado com uso do parâmetro proposto de CVaR (50,50), chegando a atingir o

8



limite de 5% em mais de 90% das usinas hidroelétricas. Isso se deve à mudança de perspectivas na geração dos cenários com a nova abordagem, em uma direção de melhor representar o comportamento histórico. Novamente, faz-se importante ratificar o entendimento do Grupo CPFL de que o parâmetro CVaR causaria uma interferência equivocada nessa questão, pois elevar o peso dos cenários adversos, sinaliza a maior probabilidade de baixa disponibilidade hidrelétrica, o que não representa uma realidade estrutural.

Adicionalmente, é prudente chamar atenção para a relação entre a aversão ao risco e a revisão de garantia física avaliada pelo CPAMP. Como observado no relatório, quanto maior é o nível de aversão ao risco, maior é o impacto na redução de garantia física das usinas, com uma consequente possível necessidade de recontração das distribuidoras. Tendo em vista que essa necessidade de recontração seria causada pela redução da garantia física, é possível que as distribuidoras estejam sujeitas a frustrações em Leilões de Energia Existente. Portanto, seria importante avaliar eventuais impactos e alternativas para o enfrentamento desse cenário.

Quanto ao GSF, os estudos demonstram impacto em todos os casos, pelo deslocamento da geração hidráulica para acomodação da maior geração termoeletrica, contudo, pondera-se que atualmente o despacho fora da ordem de mérito já resulta em tal efeito no GSF, sem que seja possível observar tal efeito antecipadamente em simulações. Dessa forma, considera-se positivo que o modelo passe a dar melhor visão dessa variável, resultado da melhoria na modelagem.

## 2.4 Taxa de Desconto e Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas

**O Grupo CPFL apoia a aplicação dos novos parâmetros de produtividade e perdas hidráulicas no modelo DECOMP apresentados**, pois entende que os novos valores se aproximam àqueles observados na operação real. No entanto, entende a **necessidade de maior aprofundamento das análises para então aplicação do aprimoramento nos modelos**.

Em relação à Taxa de Desconto, **o Grupo CPFL apoia a recomendação da CPAMP em dar continuidade aos estudos acerca da Taxa de Desconto para o próximo ciclo**. No entanto entende que este parâmetro deva refletir de fato a condição de representação econômica do valor do dinheiro no tempo e não mais um parâmetro de aversão ao risco.

### 3. Considerações finais

Entende-se que a participação dos agentes de cada área do Setor Elétrico nas reuniões da CPAMP traz contribuições significativas para o aprimoramento metodológico do SEB.

Com base nos estudos apresentados e outros que foram conduzidos internamente pela CPFL, entende-se que há aperfeiçoamentos relevantes no âmbito da representação hidrológica com a implementação da parcela anual mas cabe lembrar que é muito importante que esse tema continue em foco pois há vários pontos de evolução ainda por avaliar, como a análise de estacionariedade e inclusão de parâmetros físicos, como ENSO.

**Em relação à alteração de parâmetros de volume mínimo no modelo de longo prazo e adição no modelo e curto prazo, considera-se que a estratégia está de acordo como critério físico utilizado para definição do despacho por garantia energética, conectando-se com a necessidade operativa mapeada pelo operador**, contudo, alertamos que o parâmetro de penalidade utilizado no modelo de curto prazo, que parece basear-se naquele adotado para o modelo de longo prazo, pode estar excessivamente elevado para aplicação no horizonte de até 2 meses, podendo incorrer em elevação exagerada dos custos e da volatilidade do CMO/PLD nas semana e dias a frente.

Quanto à revisão dos parâmetros de aversão a risco, a recomendação da CPAMP para elevação do parâmetro (1) incorre em sobreposição de riscos, visto que os dois outros temas citados já promovem elevação do critério de segurança; (2) não há mudança estrutural na modelagem que justifique a recalibração do parâmetro CVaR; (3) identifica-se possíveis arrependimentos sob a tendência hídrica regular por custos desnecessariamente altos e vertimentos, visto que uma vez ajustado o parâmetro CVaR seu efeito de elevação de custos se perpetuará independente da tendência hidrológica.

**A CPFL considera incoerente proceder estudos de adequação de segurança operativa com calibragem de parâmetros de aversão a risco (CVAR) para justificar aderência da modelagem. Não se deve utilizar o parâmetro CVAR para calibrar as saídas do modelo para manutenção do ponto de operação atual. Tampouco essa discussão de recalibragem pode ser usada como aprimoramento metodológico. É necessário definir um critério claro para servir de gatilho para tais discussões, com base em questões estruturais do sistema que justifiquem a alteração da percepção de risco para o setor elétrico, além de estabelecer uma periodicidade para tal reavaliação.**

Por fim, o Grupo CPFL entende que, na operação energética, deve-se considerar sempre o equilíbrio entre a mitigação de custos e o atendimento a requisitos mínimos de segurança, razão pela qual seu posicionamento para esta presente Consulta Pública vai no sentido de:

- Apoiar a implementação da metodologia PAR(p)-A nos modelos NEWAVE e GEVAZP;
- Apoiar as restrições RHE no modelo DECOMP;
- Apoiar as alterações propostas dos níveis de armazenamento mínimo de VMinOp, e
- Manter os parâmetros atuais de CVaR (50,35)

Isso pois, entende-se que a implementação da metodologia PAR(p)-A no modelo hidrológico e maiores volumes mínimos operativos já elevam, naturalmente, a aversão ao risco dos modelos, o que traz, por conseguinte, ganhos de armazenamento, alinhado com a determinação do CMSE.

Por fim, faz-se necessário pontuar que condições operativas adversas devido a cenários hidrológicos críticos, como o que vivemos atualmente, não devem ser os norteadores de mudanças de caráter estrutural, notadamente, aquelas relativas à aversão ao risco. É imperioso fazer a distinção entre os possíveis mecanismos para combater a atual crise daqueles relativos a aprimoramentos metodológicos nos modelos computacionais – objetivo da presente Consulta Pública.