

CONSULTA PÚBLICA Nº 111/2021

SEGUNDA FASE

CPAMP: APRIMORAMENTO NOS MODELOS

CICLO 2020-2021

Sumário

1. Introdução	3
2. Contribuição	4
3. Considerações finais.....	7

1. Introdução

O Grupo CPFL Energia traz a sua contribuição à **Consulta Pública nº 111/2021 – CP111**, denominada segunda fase da Consulta Pública nº 109/2021, 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: Avaliação da 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.

Antes de adentrar à contribuição e nova proposta submetida à apreciação dos agentes, faz-se necessário ressaltar que o Grupo que subscreve a referida contribuição já manifestou seu posicionamento diversas vezes junto a este Ministério acerca da relevância e importância que representam tais aprimoramentos metodológicos e seus impactos na formação de preço, os quais devem ser realizados a partir de **acesso indiscriminado à sociedade**, com a devida **transparência**, **ampla participação dos agentes** e **previsibilidade no acesso às informações**. Estes são alguns dos princípios norteadores da Administração Pública - seja direta, indireta, ou fundacional, que devem ser sempre observados em toda e qualquer atividade realizada por um agente que representa a sociedade e, por conseguinte, toma decisões em nome dela, como é o caso deste respeitado Ministério de Minas e Energia, em nome de quem representa os demais órgãos governamentais atuantes no Setor Elétrico Brasileiro.

É o que se espera de um Setor estruturante já maduro, que evoluiu ao longo dos anos fundado sempre em argumentos técnicos que suportaram as tomadas de decisões e, com isso, solidificou uma segurança jurídica e sistêmica que é percebida e aclamada, não somente por outros Setores estruturantes internos que ainda dependem de aprimoramentos, mas também por órgãos reguladores e agências internacionais.

Diante das considerações iniciais feitas acima e a partir das análises apresentadas pelo GT Metodologia no documento disponibilizado nesta CP111 o Grupo CPFL Energia apresenta, na sequência, sua contribuição.

2. Contribuição

Segundo o Relatório Complementar com Sumário Executivo, a CPAMP recomenda a manutenção da metodologia PAR(p) nos modelos NEWAVE e GEVAZP e utilização, nos modelos computacionais, dos parâmetros de CVaR (25,45). Além disso, mantém-se a proposta original de restrições RHE no modelo DECOMP, bem como alteração dos níveis de armazenamento mínimo de VMinOp.

No tocante à justificativa trazida para pautar a proposta em resumo descrita acima, o Relatório Complementar faz alusão à “eficiência, tanto para a segurança energética, quanto para os impactos econômicos dos Agentes do SEB”.

Pois bem, a partir da análise dos impactos obtidos, entende-se que não faz sentido elevar o **impacto das distribuidoras em R\$5,9 bilhões**, e elevar o **impacto dos participantes do MRE no ACL em R\$ 8 bilhões**, em detrimento da redução do **impacto do consumidor no ACL em 1,5 bilhões**. Não parece correto afirmar que **há eficiência econômica entre os agentes com tal medida**.

Em relação à eficiência na alocação dos custos de segurança energética, ela está sendo rateada entre os consumidores das distribuidoras e geradores participantes do MRE com contratos no ACL nas proporções de 43% e 57% respectivamente, o que também **não parece condizente com a interpretação de eficiência**.

Ainda que se considere a importância de que as diretrizes do planejamento da operação indiquem a necessidade de uma operação que permita a preservação dos reservatórios para períodos de estiagem prolongada do sistema, consta no relatório a seguinte recomendação dada pelo CMSE:

“É importante ressaltar que as análises e estudos presentes no documento foram feitos tendo em vista que em 02/09/2020 o Comitê de Monitoramento do Setor (CMSE) deliberou para que a CPAMP avaliasse mecanismos viando elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem como que propusesse transição capaz de minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica.” – grifamos.

Entende-se por mecanismos estruturais como sendo metodologias atreladas à modelagem física-operativa do parque gerador, e não parâmetros matemático-financeiros de métricas de aversão ao risco. Nesse sentido, os mecanismos estruturais devem ser priorizados como aprimoramento dos modelos.

Além disso, entende-se que a recomendação de mudança nos modelos deveria ser efetuada de maneira transitória, para que os agentes sejam capazes de reposicionar suas estratégias comerciais, no intuito de minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor. À primeira vista, esta transitoriedade e preocupação em mitigação dos efeitos não foi observada visto que a meta de calibragem que se busca nas propostas, tanto da CP 109 quanto da CP 111, vai no sentido de abarcar integralmente os custos de Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito no período de *backtest* apresentado.

Em comparação com as propostas de recalibragem dos parâmetros de aversão ao risco das CP's MME 109 e 111/2021, observa-se, aparentemente, que os resultados das métricas propostas da CP MME 109/2021 direcionaram à indicação da recalibragem da CP MME 111/2021, conforme comprovam os resultados na figura abaixo.

Período 2020-2021		Parâmetros Propostos CP 111 Sem PAR(p)-A	Parâmetros Propostos CP 109 Com PAR(p)-A
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente		(25,45)	(50,50)
Custo da geração térmica [Bi R\$]		12,7	12,4
CMO/PLD médio do período [R\$/MWh]		20,7	21,6
		474,9	516,2
Impacto nas distribuidoras	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R\$]	-3,57	-3,57
	Δ Aumento Conta Bandeiras ¹ [Bi R\$]	12,6	14,39
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R\$]	-0,46	-0,46
	Total [Bi R\$] [%] ²	8,57 4%	10,36 5%
Impacto no consumidor do ACL	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R\$]	-1,66	-1,66
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R\$]	-0,21	-0,21
	Total [Bi R\$]	-1,87	-1,87
Impacto nas usinas do MRE	GSF [%]	83,57%	83,68%
	Impacto do pagamento no MCP do ACL [Bi R\$]	-18,29	-18,39

Pois bem, se há uma insegurança nos resultados da metodologia do PAR(p)-A que indiquem a postergação de seu uso a partir de janeiro de 2021, não seria coerente adotar como referência estes resultados na recomendação da alteração dos parâmetros de aversão ao risco da CP MME 111/2021. Isto pois, **não há garantia de que a política de operação dos modelos com cenários hidrológicos distintos levem a resultados equivalentes, ainda que se tenha em mente a aderência de alguns aspectos com a operação realizada.**

Ora, se esta Comissão Permanente julga que a implementação inicial do PAR(p)-A contém um problema que inviabiliza seu uso, logo, os ganhos de energia armazenada (EARM) e o despacho térmico com o PAR(p)-A não poderiam ser utilizados como referência e, por conseguinte, nenhum outro parâmetro, como o CVaR, deveria ser (re)calibrado baseando-se nas referências com PAR(p) para atingimento de meta de EARM, geração térmica, dentre outros.

Cabe a reflexão se, uma vez que a dúvida da aplicação da modelagem PAR(p)-A se limita ao cálculo da FCF do modelo Newave de forma “inexata” seria possível utilizá-lo no GEVAZP para abertura de árvore do modelo Decomp?

Valer-se de geração fora da ordem de mérito (GFOM) atual como referência não se mostra coerente, dado que o GFOM atual é indicado para o pior cenário hídrico histórico e, como é sabido, não se deve calibrar nenhum parâmetro se embasando no pior cenário histórico, sob o risco de incorrer todo o sistema em um sobrepreço em 99,9% dos anos futuros.

Pelo acima exposto, o Grupo CPFL Energia entende que a CPAMP e SG Metodologia devam indicar, prioritariamente, aprimoramentos metodológicos que melhorem a modelagem de parâmetros físicos e operativos e que permitam, paulatinamente, a redução dos mecanismos de aversão ao risco implementadas nos modelos de otimização e não promovam o aumento gradativo dos parâmetros a cada ciclo de aprimoramento. Com isso, entendemos que a correção da modelagem PAR(p)-A deva ser priorizada e, assim que possível, implementada, seguindo estritamente o rito de aprovação da CNPE 05.

Conduto, haja vista a atual crise hídrica que perdura nos últimos anos, entende-se que ações de excepcionalidade operativa devem ser tomadas e, muito embora a questão de internalizá-las em regime permanente de normalidade seja uma medida polêmica, considera-se que uma solução provisória de alteração dos parâmetros de aversão ao risco poderia ser adotada, até a que devida implementação do PAR(p)-A seja efetivada, desde que condicionada a:

- (i) caráter provisório de cunho excepcional para 2022;
- (ii) restrito ao uso no âmbito do planejamento da operação e formação de preços; e

- (iii) não aplicável a estudos de longo prazo, tais como leilões de energia, planos decenais e cálculo de Garantias Físicas de UTE's e UHE's, pois estes estudos devem aguardar solução estrutural quando da correção da implantação do PAR(p)-A.

Neste sentido, a solução provisória que se propõe neste momento é a alternativa que apresenta os resultados apresentados aderentes à proposta que selecionamos nas contribuições da CP MME 109/2021, ou seja, a incorporação dos aprimoramentos propostos e a manutenção dos parâmetros de aversão ao risco vigentes, ou seja CVaR (50,35). Com base nesse racional, diante da impossibilidade de uso da abordagem PARp-A, o Grupo CPFL entende que a alternativa que se mostra aderente a esta lógica é a de CVaR(50,50) com a modelagem de cenários hidrológicos atual PAR(p).

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.

No tocante aos critérios de resultados comparativos, o Grupo CPFL Energia reconhece que a elaboração de *backtests* tem sido uma forma relevante de se entender os impactos das propostas de aprimoramentos metodológicos e, portanto, devem continuar a ser efetuadas em ciclos futuros, com a ressalva de que há espaço para melhorias.

Tomando como exemplo o processo de revisão de critérios deste ano, considera-se importante estabelecer algumas conjunturas de análise para além de apenas um período de conjuntura crítica, pois sequências de eventos favoráveis dão o contraponto de uma operação excessivamente cara devido ao rigor dos pesos da aversão ao risco. Adicionalmente, a análise de conjunturas de transição deveria ser feita sob dois aspectos: favorável-crítico e crítico-favorável, a primeira com o enfoque de verificar a capacidade de antecipação de medidas de segurança do modelo, e a segunda, na tentativa de responder quando as medidas mais restritivas podem ser relaxadas.

Ao se analisar conjunturas críticas ou extremas, tanto favoráveis quanto desfavoráveis sob o ponto de vista hidroenergético, a margem de gerenciamento e tomada de decisão da operação em vista da segurança é muito limitada, podendo levar à calibragem dos mecanismos de aversão ao risco inadequados para períodos de normalidade ou períodos sequenciais de conjunturas diversas. Ainda, cabe salientar que a seleção destas conjunturas de transição devem considerar aspectos importantes de intensidade, duração e frequência dos eventos que distanciam da normalidade histórica.

Em suma, de uma maneira simplista, os resultados deveriam indicar, de forma razoável, não somente quando se deve acionar complementarmente o parque térmico, mas também quando é possível desligá-lo, sob a ótica de segurança sistêmica. A definição destes conjuntos de backtests devem ser construídos, discutidos e decididos em conjunto com os agentes que podem, em muito, contribuir com um processo mais seguro e transparente.