



CONSULTA PÚBLICA MME Nº 109 DE 02/06/2021

Consulta Pública relativa aos aprimoramentos propostos pela CPAMP (ciclo 2020-2021)

Contribuições da ENGIE BRASIL ENERGIA

Resumo das Contribuições:

A Engie Brasil Energia manifesta-se de acordo com a introdução da metodologia PAR(p) A nos modelos NEWAVE e GEVAZP, bem como das restrições de RHE no modelo DECOMP.

Por outro lado, manifesta-se fortemente contrária à alteração dos níveis de armazenamento mínimo de VMinOp e à alteração dos parâmetros de CVaR, haja vista a ausência de estudos e elementos suficientes para sua adoção em paralelo com as demais metodologias vigentes. Nessa esteira recomenda o aprofundamento dos estudos para avaliação conjunta dos parâmetros de aversão a risco ao longo de 2022.

Caso contrário, e diametralmente oposto ao objetivo pretendido, caso haja a adoção de todas as alterações propostas em um pacote único, a sinalização é de que os preços se tornarão ainda menos críveis para o mercado, haja visto que, findo o período úmido, continuarão sinalizando um uso da água em níveis elevados, o que oneraria desnecessariamente consumidores e MRE.

Detalhamento das Contribuições:

De acordo com orientação do CMSE de avaliar mecanismos visando a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, observando os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica, a CPAMP propõe, na Consulta Pública MME 109/2021, alterar a aversão a risco nos modelos computacionais. Para tanto, recomenda a utilização de:

- metodologia PAR(p) A nos modelos NEWAVE (NW) e GEVAZP
- restrições RHE no modelo DECOMP (DC)
- alteração dos níveis de armazenamento mínimo de VMinOp
- novos parâmetros de CVaR ($\alpha = 50\%$ e $\lambda = 50\%$)

Considerando-se o preceito de previsibilidade das alterações metodológicas estabelecidas pela CNPE 07/2016¹, as alterações propostas poderiam, se aprovadas até 31 de julho de 2021, entrar em vigor na primeira semana operativa de 2022.

Muito embora as motivações para se propor alterações estejam claras, dados a situação conjuntural crítica dos reservatórios e o elevado despacho fora da ordem do mérito recente, julgamos inapropriada a adoção da totalidade das alterações no rito proposto, pelos motivos a seguir expostos:

- a. **Critério metodológico para alteração dos parâmetros do CVaR não é robusto e é inconclusivo:**

¹ RESOLUÇÃO No 7, DE 14 DE DEZEMBRO DE 2016 do CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE

Para definição do par (alfa, lambda) escolhido a CPAMP utilizou-se de *backtests* dos períodos 2020-2021 e 2012-2015, observando o impacto das alterações no nível de armazenamento e impactos financeiros para distribuidoras, consumidores do ACL e usinas do MRE. Entre os resultados apresentados destaca-se que o par sugerido (50,50) foi aquele que produziu um nível de armazenamento semelhante ao realizado em Fev/2021, considerado o despacho fora da ordem do mérito, fato que julgamos ter tido grande relevância na definição da opção sugerida. Entretanto não se utilizou de uma métrica mais robusta de análise de custo-benefício para a tomada de decisão. Pelo contrário, o próprio relatório técnico 06-2021 da CPAMP menciona que, o indicador de eficiência de cada caso simulado apresenta como o menos eficiente o caso com a parametrização CVaR(50,50), vide página 100:

“Observa-se que, em relação ao Vigente, as simulações apresentaram resultados muito próximos. Ainda assim, ordenando-se os casos, partindo do mais eficiente, tem-se: CVaR (50,25), CVaR (50,35), CVaR (25,50) e CVaR (50,50).”

Entendemos que a aversão a risco utilizando CVaR (50,50) não resta comprovada como ferramenta mais adequada ou robusta dentre as disponíveis, e não faz jus à complexidade e a relevância da definição da aversão a risco nos modelos computacionais. **O modelo proposto tende a aumentar de forma expressiva o custo total de operação por um ganho marginal de armazenamento.**

Historicamente, a atualização do CVaR ocorreu em momentos em que se notou que a percepção de risco do operador era superior à do modelo. Atualmente a proposta de alteração do CVaR para (50,50) deixa o sistema mais sensível ao risco, resultando em um despacho termelétrico elevado. Quando observamos essa alteração frente a cenários adversos (como apresentado na Nota Técnica que acompanha a presente CP), o sinal pode até parecer estar correto, mas faltam evidências da otimização de custos para momentos de hidrologia favorável.

Adicionalmente, nos resultados apresentados foi evidenciado que o CVaR (50,35) já reduz os encargos resultantes de GFOM, ou seja, tal escolha já atenderia a um dos atuais problemas colocados.

Por fim, faltam elementos objetivos para provar que é necessário aumentar a aversão a risco no CVaR e sem que haja uma sobreposição de medidas, o que poderia elevar os custos totais de operação de forma ineficiente.

Desta forma, recomendamos manter o CVaR 50x35 e estudar novas metodologias, com máxima brevidade.

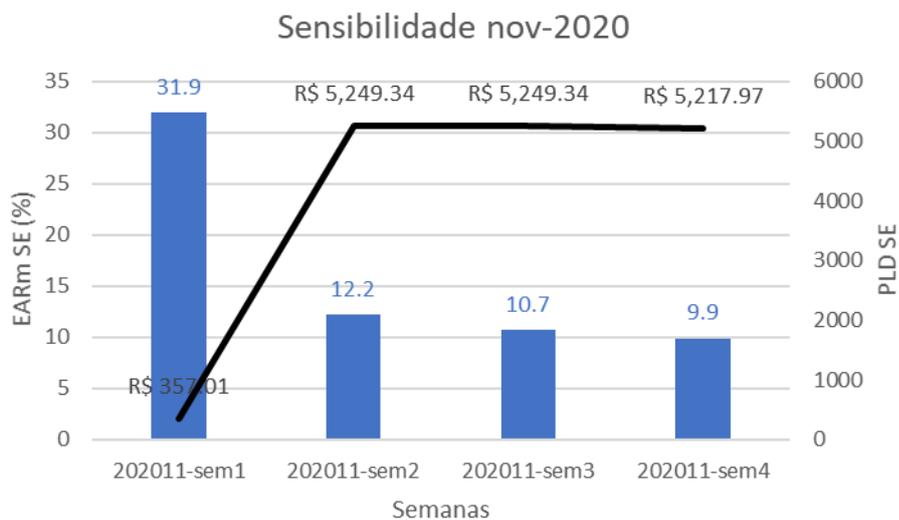
b. **Aumento do Volume mínimo Operativo de forma concomitante à sua inclusão no DECOMP ocorre em momento que a restrição tende a nascer violada**

Com a interrupção de construções de UHE's com reservatórios desde os anos desde 2000, há uma perda de capacidade de estabilização da operação via armazenamento, já que a razão entre carga e armazenamento vem caindo desde então. Hoje somos capazes

de atender o SIN com a energia dos nossos reservatórios somente 4,4 meses. Em 2000 esse valor era de 8 meses.

A proposta da CPAMP, na busca de elevar o armazenamento, resultará no uso mais restrito dos reservatórios, tomando como base as curvas de referência² de armazenamento utilizadas para indicação do despacho fora da ordem do mérito em 2021. Essa alteração faz com que se reduza ainda mais um recurso já escasso. Além disso, a inclusão desta limitação do DECOMP, leva a uma solução de cortar carga ao invés de consumir essa água (fato não explorado nos relatórios da presente CP). Como em jan/22 teremos certamente um início do mês abaixo dos 20% proposto, teremos um sinal de preço vindo dos modelos apontando *déficit*.

A título de ilustração, apresenta-se abaixo os resultados do CMO de Nov-2020 para diferentes níveis de armazenamento:



c. Impactos financeiros para os agentes:

Considerado o resultado do *backtest* para os anos de 2020 e 2021, a tabela de sumário de impactos para os agentes mostra que há uma elevação significativa das despesas da conta bandeira, que afetam os consumidores regulados, bem como há um aumento das despesas no MCP para a parcela do MRE contratada no ACL. Esse impacto é significativamente majorado ao se considerar a alternativa de CVaR(50,50) no lugar da CVaR(50,35): o aumento das contas bandeiras é de R\$ 4,88 bi e das despesas com MCP do MRE no ACL é de R\$ 3,83 bi, conforme mostrado no sumário de impactos apresentado.

² NT-ONS DPL 0021-2021

Sumário de Impactos

Período 2020-2021		Realizado	Avaliações com os modelos				
			Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente		11,8	Ref	4,8	8,6	12,4	15,7
Custo da geração térmica [Bi R\$]		19,4	10,6	13,5	16,7	21,6	24,2
CMO/PLD médio do período [R\$/MWh]		182,5	189,1	292,7	354,9	516,2	792,0
Impacto nas distribuidoras	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R\$]	0,10	Ref	-0,50	-3,57	-3,57	-3,57
	Δ Aumento Conta Bandeiras ¹ [Bi R\$]	7,46	Ref	5,64	9,92	14,39	17,80
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R\$]	0,09	Ref	-0,15	-0,46	-0,46	-0,46
	Total [Bi R\$] [%]²	7,65 4%	Ref	4,99 3%	5,88 3%	10,36 5%	13,76 7%
Impacto no consumidor do ACL	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R\$]	0,05	Ref	-0,23	-1,66	-1,66	-1,66
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R\$]	0,04	Ref	-0,07	-0,21	-0,21	-0,21
	Total [Bi R\$]	0,09	Ref	-0,30	-1,87	-1,87	-1,87
Impacto nas usinas do MRE	GSF [%]	79,59%	88,18%	86,33%	84,98%	83,68%	82,50%
	Impacto do pagamento no MCP do ACL [Bi R\$]	-11,70	-7,27	-11,30	-14,56	-18,39	-20,84

1 - Dados até fev/2021

2 - Percentuais relativos à receita total para o segmento de distribuição para 2021

d. A manutenção da confiança do mercado de energia também é importante:

Muito embora a segurança do suprimento de energia seja um aspecto de última relevância para o setor elétrico e esteja em evidência este ano diante da possível necessidade de racionamento, não pode ser subjugada a criticidade de uma eventual quebra em cascata de agentes de mercado em função da súbita alteração dos níveis de preço, por razões de alterações no modelo. Os agentes de mercado vinham, até o presente momento, realizando operações futuras no mercado de energia para entrega em 2022, considerando os custos de oportunidade e riscos representados no modelo computacional vigente.

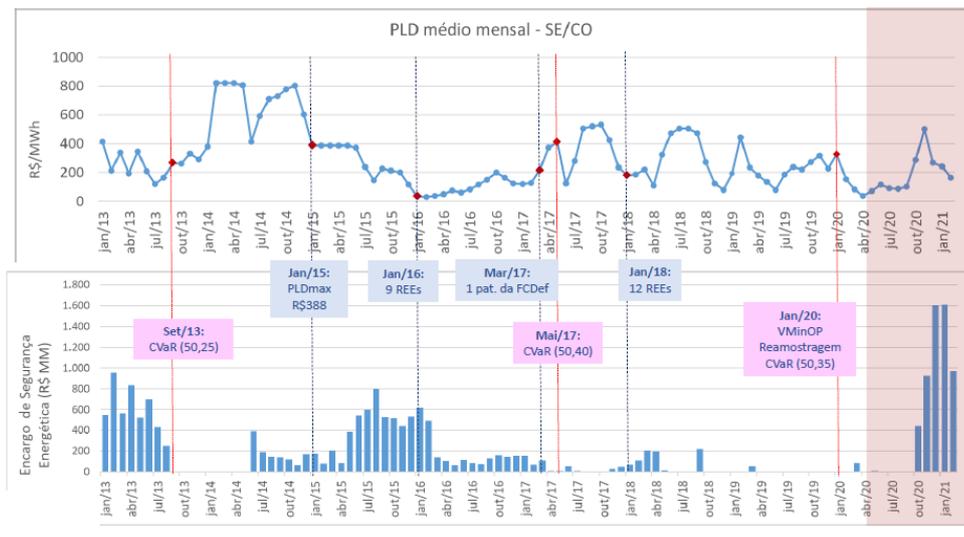
É evidente que a alteração metodológica faz parte do jogo e pode alterar a visão de custos e riscos para uma mesma condição operativa prevista, entretanto, os critérios propostos fazem com que o preço praticado não se eleve somente sobre um determinado período, mas sim sobre um horizonte muito longo e de forma imediata e muito abrupta, o que pode expor os agentes a riscos financeiros muito maiores do que pressupunham anteriormente, mesmo adotando as melhores práticas de gestão de risco. A questão essencial aqui é a antecedência. Trata-se de uma alteração que pode vir a entrar em vigor já em janeiro de 2022, situação em que há pouca margem de manobra e liquidez para adequar os riscos individuais por meio de operações no mercado.

Fundamental observar que o conjunto de propostas em discussão, se adotadas, terão efeito imediato nos modelos e numa situação de mercado totalmente ilíquido, haja vista o patamar de preços atuais. A proposta submetida para escrutínio público ocorre no pior momento possível de mercado e, numa analogia, equivale a pedir a alteração da apólice de um seguro logo após a ocorrência de um sinistro.

e. **Alteração nos modelos computacionais não é a única salvação – nem desabilita o despacho por deliberação do CMSE:**

Muito embora reduzir encargos seja adequado do ponto de vista alocativo, é razoável assumir que uma parcela de encargo é intrínseca do modelo de despacho zonal e da imprecisão de dados de entrada do modelo, assim como outra é esperada em situações de extremos hidrológicos como a que estamos evidenciando no momento. Por outro lado, também é necessário considerar o equilíbrio de custos ao MRE.

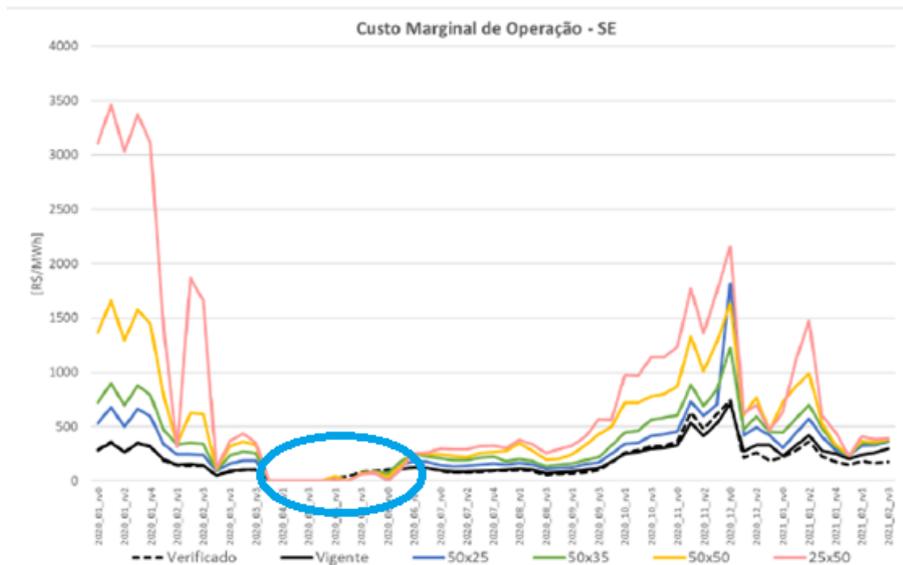
A figura a seguir ilustra uma linha do tempo dos aprimoramentos do GT Metodologia / CPAMP. Cabe resgatar que, nas inclusões/alterações históricas dos parâmetros, a redução dos encargos sempre foi um motivador, porém isso não se provou verdadeiro ao longo do tempo.



É importante lembrar também que, independentemente do modelo de despacho adotado, o CMSE sempre terá a prerrogativa e dever de, em face da conjuntura e da projeção de cenários extremos (como o do momento atual), definir despacho adicional que assegure o suprimento energético. Em última análise, não é dever do modelo garantir o suprimento energético em casos extremos para além de sua limitação estatística intrínseca, sob pena de elevação dos próprios custos de operação.

Ademais, uma metodologia de utilização controlada do GFOM em momentos de mais baixo custo termelétrico, pode ser a melhor maneira de se reencher os reservatórios, com baixo custo de arrependimento. Seria um despacho antecipativo e não emergencial, com pouco custo aos consumidores (porque seriam utilizadas as térmicas mais eficientes e não haveria ressarcimento ao MRE se for realizado em momentos em que o PLD é menor do que o PLDx) e ao MRE, que seria deslocado em menores preços.

Veja, por exemplo o que foi exposto na pag 26 do Workshop GT Metodologia/CPAMP (09/06/2021):

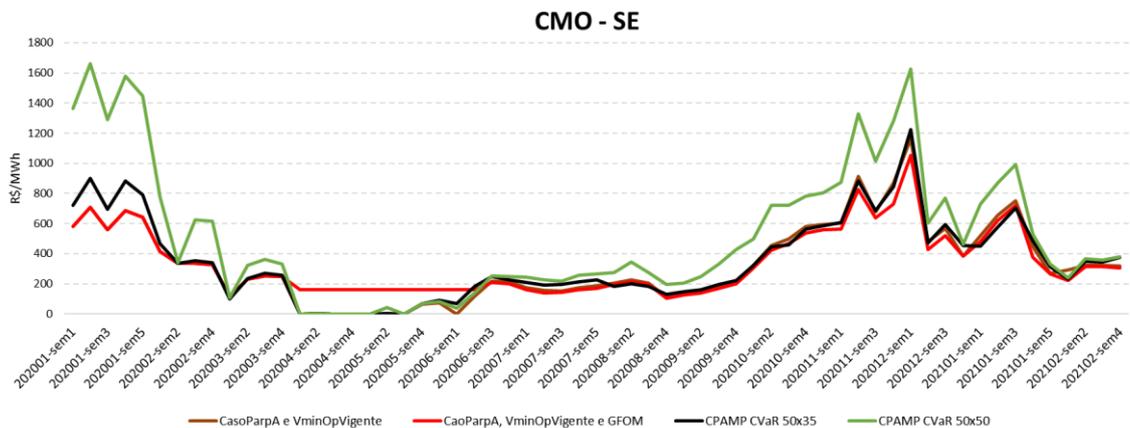


Em todos os cenários expostos houve total desligamento de térmicas por dois meses, incorrendo em nula preservação dos reservatórios no momento.

Tomando por base tais resultados, propomos duas simulações alternativas para o mesmo período de jan-2020 a fev-2021:

- a. PAR(p)A com CVaR (50,35) e VminOp vigente no NW e DC;
- b. PAR(p)A com CVaR (50,35), VminOp vigente no NW e DC, e GFOM em períodos que o CMO é menor que o PLDx vigente (R\$158,68/MWh).

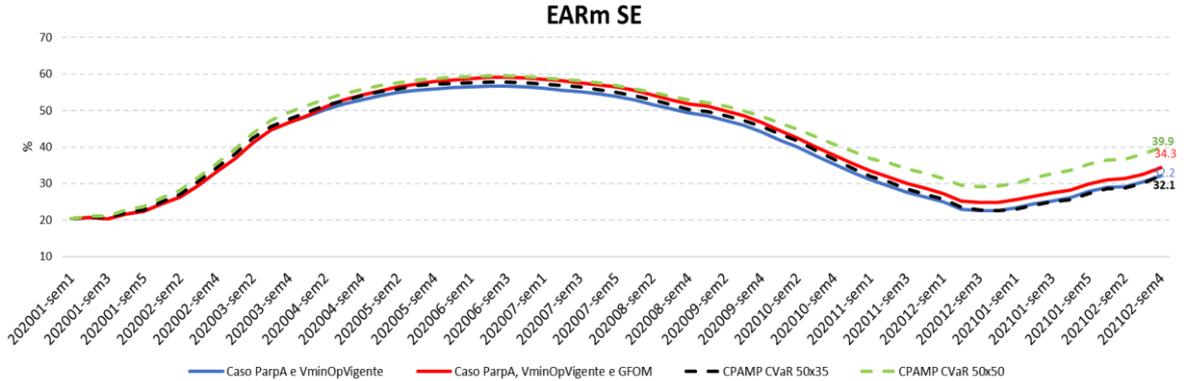
A figura abaixo mostra primeiramente o CMO para cada caso simulado:



Como forma de ilustrar o efeito do caso (b) proposto acima, o CMO foi limitado ao valor do PLDx, indicando o bloco termelétrico que seria despachado nessa faixa de preço.

Esse estudo evidencia que tanto o modelo atual quanto as alterações propostas pela CPAMP não conseguem preservar o sistema em períodos de hidrologias favoráveis, o que certamente poderia e deveria ser realizado com custo de despacho termelétrico menores e uniformes ao longo do tempo. Pelo contrário: a proposta em tela da CPAMP, o aumento da aversão a risco só eleva o despacho térmico quando o cenário hidrológico já está ruim, ou seja, acarretando custos de despacho termelétrico maiores.

A figura abaixo apresenta o EARm do SE. Ressalta-se que para avaliação dos estudos da CPAMP utilizou-se o armazenamento inicial do Decomp semanal disponibilizado, conforme figura abaixo.



É possível evidenciar que o estudo considerando GFOM, no período de hidrologia mais favorável, o armazenamento aumentou 1,5% (Ref. estudo CPAMP CVaR 50x35). Além disso ressalta-se que não foi necessário adicionar o VminOp de 20% no SE dado que foi possível ter resultados tão bons quanto ao considerar o limite de 10% no DC e NW.

Embora os estudos realizados não tenham atingido o armazenamento resultante do caso CVaR (50,50), é necessário avaliar o custo incremento para elevar o armazenamento para tal nível. A tabela abaixo traz os principais resultados para os cenários analisados.

Período 2020-2021	CMO Médio	EARm do SIN	CT Térmica [BI R\$]	GT [MWm]	Encargo GFOM [BI R\$]	Custo Benefício de EARm [BI R\$ / % EARm SE]
Vigente	189,02	25,31	10,6	8961,9		Ref.
Par(p)A + VminOp atual Decomp	334,3	32,68	13,6	8653,2		0,41
Par(p)A + VminOp atual Decomp + GFOM	340,37	34,51	14,9	8732,0	0,41	0,47
CPAMP CVaR 50x35	354,89	32,96	16,2	9518,3		0,73
CPAMP CVaR 50x50	516,22	37,71	20,7	10287,8		0,82

Ao se avaliar a eficiência do ganho de armazenamento e o custo total do despacho, nota-se que o custo é exponencial em relação a necessidade de aumento de armazenamento. Analisando o custo-benefício entre o modelo da CPAMP com CVaR (50,50) e o modelo proposto PAR(p)A+VminOp Vigente+GFOM, o custo adicional seria de R\$ 1,8 bi para elevar em 3,2% o EARm SE.

f. **Prazo de análise pelos agentes da totalidade das alterações propostas é insuficiente:**

Material submetido à CP é extremamente denso e, além disso, foram divulgados os decks incorretos no SINTEGRE, corrigindo e disponibilizando somente no dia 23/06/2021, havendo apenas 10 dias para o fim do prazo de contribuições. Além disso não conta com simulações dos efeitos individuais de cada critério de aversão a risco em



sendo alterado, tornando impossível uma análise de qualidade e, conseqüentemente, conclusões sem arrependimento.

Considerada a pertinência das motivações para a presente CP em conjunto com as questões apresentadas, propomos os seguintes encaminhamentos:

a. **Adotar para operação em janeiro de 2022 apenas o conjunto de alterações abaixo:**

i. **metodologia PAR(p)-A nos modelos NEWAVE e GEVAZP:**

A implementação do PAR(p)A resultou em melhorias na representação hidrológica, pois alinha a situação atual à hidrologia futura, gerando cenários de afluências mais fidedignos. O PAR(p)A é uma boa evolução no exercício de geração de cenários, pois consegue reproduzir series sintéticas que mantém por mais tempo a tendência hidrológica recente, respeitando um ciclo de 12 meses. Essa persistência ocorre tanto para condições mais úmidas, quanto mais secas.

ii. **restrições RHE no modelo DECOMP:**

Por considerar o VminOp no NEWAVE entendemos ser adequado também considerá-lo no modelo DECOMP. A metodologia RHE mix contribui na elevação do armazenamento sem elevar excessivamente o CMO e está alinhada com a Resolução ANEEL nº 843/2019. Destaca-se que se defende aqui apenas a aplicação dos limites vigentes no modelo DECOMP.

b. **Não implementar no momento as demais alterações propostas e reavaliar ao longo de 2022, com máxima brevidade, os critérios de aversão a risco dos modelos computacionais, estabelecendo métricas objetivas de custo-benefício para sua parametrização, inclusive explicitando o custo total de operação e o nível de armazenamento equivalente de cada cenário ou alternativa a ser analisada.**