



CONSULTA PÚBLICA MME Nº 111 DE 12/07/2021

Consulta Pública relativa aos aprimoramentos propostos pela CPAMP (ciclo 2020-2021) - 2ª Fase

Contribuições da ENGIE BRASIL ENERGIA

Resumo das Contribuições:

A Engie Brasil Energia manifesta-se de acordo com a introdução das restrições de RHE (VMinOp) no modelo DECOMP. Complementarmente à contribuição feita na 1ª fase da presente CP, argumenta pela consideração dessas restrições somente na etapa estocástica.

Por outro lado, manifesta-se fortemente contrária à alteração dos níveis de armazenamento mínimo de VMinOp e à alteração dos parâmetros de CVaR, dada a insuficiência de avaliação para sua adoção em conjunto com as demais aversões a risco vigentes, como o CVaR. Se houver a adoção de todas as alterações propostas em um pacote único, sem a requisitada validação técnica, a sinalização é de que os preços se tornarão ainda menos críveis para o mercado, diametralmente oposto ao objetivo pretendido.

Importante ressaltar que a inesperada abertura da segunda fase desta CP evidencia que as proposições feitas não tiveram o devido rigor metodológico que se espera em face da relevância do tema. Adicionalmente, o prazo extremamente exíguo para contribuições impede a reprodução de estudos e análises complementares de maneira consistente.

Por fim, mas não menos importante, a alteração dos níveis de preços de mercado – que são fundamentalmente dependentes da expectativa de PLD – em magnitude com de 2 a 3 vezes por conta de uma única alteração regulatória com menos de 6 meses de antecipação, traz insegurança e risco jurídico porque pode levar ao risco falimentar de empresas sem robustez de caixa, com potencial de afetação em cascata de todo o mercado. Alteração de níveis de preço de tal magnitude em tão breve espaço de tempo não pode ser classificada como risco de mercado, mas sim regulatória.

Sugere-se que mudanças dessa magnitude deveriam ser (após debatidas e testadas com a participação dos agentes) anunciadas e programadas em fases de implementação para dar o devido tempo de planejamento e evitar o fator surpresa ao mercado.

A Engie concorda com a tese de aderência do PLD à operação do sistema, mas não pode concordar que esse objetivo seja alcançado:

- (i) por meio de mudanças com viés conjuntural, focada nos problemas de curto prazo, ao passo que deveriam se alterações de cunho estrutural;
- (ii) com insegurança regulatória devido ao fator surpresa aos agentes;
- (iii) sem análise exaustiva das alterações, e
- (iv) transferindo repentinamente um custo vultoso de um segmento a outro, sem a devida transição, antecipação e razoabilidade.

Detalhamento das Contribuições:

Em face da deficiência encontrada na modelagem matemática da metodologia PAR(p)-A no modelo NEWAVE, o MME reabriu a presente CP propondo novas parametrizações de aversão a risco para os modelos computacionais, quais sejam:

- utilização das restrições RHE no modelo DECOMP (DC)
- alteração dos níveis de armazenamento mínimo de VMinOp
- novos parâmetros de CVaR ($\alpha = 25\%$ e $\lambda = 45\%$)

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 inapropriadas as alterações propostas pelos motivos a seguir expostos:

a. **Critério metodológico para alteração dos parâmetros do CVaR para os pares (25x45) não é robusto e é inconclusivo:**

Para a definição do par (alfa, lambda) escolhido a CPAMP analisou simulações com decks de Jul/2014 e Out/2017, casos com situações conjunturais críticas, além do histórico recente Jan/2020 a Fev/2021, onde foi observado o impacto das alterações no nível de armazenamento e impactos financeiros para as distribuidoras, consumidores do ACL e usinas do MRE. Entre os resultados apresentados destaca-se que o par sugerido (25,45) foi aquele que produziu um nível de armazenamento semelhante ao realizado em Fev/2021, e aos resultados da proposta anterior (50,50). Entretanto não se utilizou de uma métrica mais robusta da análise de custo-benefício para a tomada de decisão.

Analisar qual o melhor parâmetro com base nos resultados de simulações históricas não garante a correta otimização do sistema em todas as amostras hidrológicas possíveis. As simulações foram condicionadas a cenários hidrológicos desfavoráveis, logo enviesadas, e os testes de vertimentos só teriam respostas adequadas em cenários mais próximos à MLT. Além disso, a ideia de substituir o PAR(p)-A por um CVaR mais avesso a risco é incompatível frente ao que eles representam. O PAR(p)A não é um modelo de aversão a risco e sim um método para melhorar a representação hidrológica.

Vale ressaltar que, historicamente, a atualização do CVaR ocorreu em momentos no qual se notou que a percepção de risco do operador era superior à do modelo. Entende-se que tais mudanças tenham viés conjuntural, conforme necessidade e problemas que surgem no curto prazo, porém a abordagem deveria ser realizada de forma estrutural com base na otimização do sistema.

Um dos principais objetivos da CPAMP é buscar elevar o armazenamento do sistema. No entanto, quando se avalia a eficiência do ganho de armazenamento e o custo da operação, nota-se que, na medida que o sistema tem um par de CVaR mais avesso, o

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



custo é exponencial em relação a necessidade de aumento de armazenamento, conforme pode ser exemplificado através do custo-benefício na tabela abaixo.

Período 2020-2021	Vigente	CVaR (50,25)	CVaR (50,35)	CVaR (50,50)	CVaR (25,30)	CVaR (25,35)	CVaR (25,40)	CVaR (25,45)	CVaR (25,50)
EARM SIN	26,80	28,60	30,50	34,80	33,40	36,10	38,00	39,50	40,30
Custo Térmicas [BI R\$]	10,6	12,9	12,7	15,8	14,8	16,7	18,8	20,7	22,4
Custo-Benefício de EARM [BI R\$ / % EARM SIN]		1,28	-0,11	0,72	0,71	0,70	1,11	1,27	2,13

É possível evidenciar o quão é alto o custo operativo quando comparado o cenário vigente com as novas propostas da CPAMP considerando CVaR (50,25). Analisando o cenário (50,50) a (25,35) o custo-benefício é basicamente o mesmo. No entanto, o custo tende a agravar a partir do CVaR (25,40), pois o custo térmico é muito maior em relação ao benefício de armazenamento. Depois de uma determinada faixa de CMO é utilizado usinas térmicas caras que elevam demasiadamente o custo da operação, sem obter no armazenamento melhorias proporcionais, conforme pode ser demonstrado na tabela a abaixo.

Período 2020-2021	Realizado	Avaliações com os modelos								
		Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,30)	(25,35)	(25,40)	(25,45)	(25,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente	11,8	Rcf	1,8	3,7	8,0	6,6	9,3	11,2	12,7	13,5
Custo da geração térmica [BI R\$]	19,4	10,6	12,9	12,7	15,8	14,8	16,7	18,8	20,7	22,4
CMQ/PIQ médio do período [R\$/MWh]	182,5	189,1	274,3	294,0	334,6	313,3	354,4	410,6	474,9	541,4

Busca-se uma proposta que obtenha aderência do modelo à realidade sem, contudo, elevar de forma excessiva as despesas, tanto para consumidores cativos quanto para os agentes do MRE, bem como trazer um risco de insolvência do mercado. No entanto o critério de calibração do CVaR não é robusto e não faz jus à complexidade e a relevância para definição da aversão a risco nos modelos computacionais. O modelo proposto sobrepõe custo total de operação, por um ganho pequeno. Desta forma, compactuamos em manter o CVaR 50x35 e estudar novas metodologias para o modelo preservar o sistema em cenários hidrológicos favoráveis, como o PAR(p)A.

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 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 é possível atender o SIN com a energia dos reservatórios por somente 4,4 meses. Em 2000 esse valor era de 8 meses. Dessa forma, limitar de maneira forçada a faixa de operação dos reservatórios via restrições de volume mínimo operativo (VminOP) diminui ainda mais a capacidade de atendimento contínuo do sistema via reservatórios.

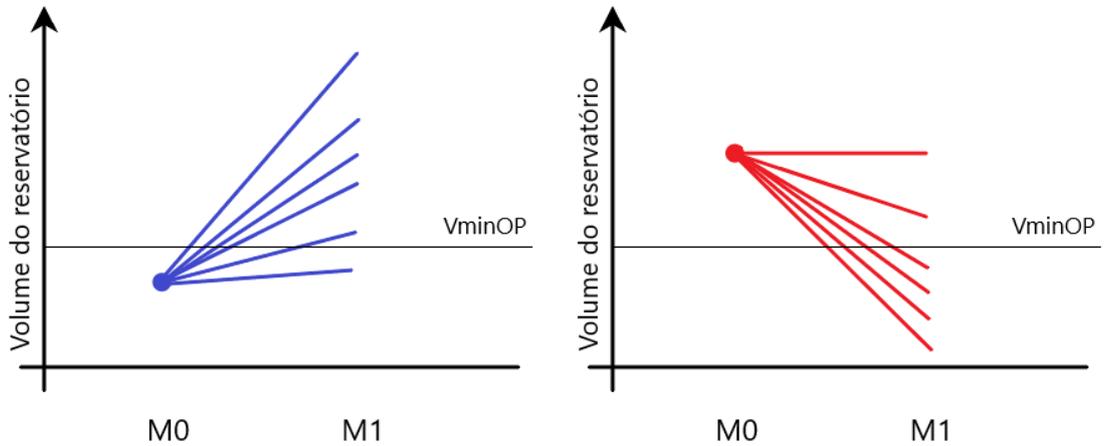
A aversão ao risco para melhor aproveitamento dos reservatórios deve sim ser considerada, mas não de maneira restritiva. A preservação dos reservatórios deve ser ponderada nos cortes da função custo futuro dos modelos de otimização através de uma melhor representação das séries hidrológicas (melhorias no GEVAZP e modelo PAR-p) e da aversão ao risco aos cenários com piores séries hidrológicas (CVaR).

Outro problema consiste na modelagem em si da restrição de V_{minOP} , a qual não é incluída dentro do problema de otimização. Tal abordagem pode levar à operação não-otimizada do sistema, pois alterar uma solução ótima após a convergência do problema matematicamente não garante que o ponto ajustado continuará sendo ótimo. O problema de otimização deve ser sujeito às restrições de volume mínimo operativo assim como é sujeito às restrições de atendimento da demanda, conservação da água, limite dos fluxos de energia e restrições termelétricas.

A Engie propõe como abordagem a utilização do V_{minOP} aplicado apenas nas etapas estocásticas dos modelos de otimização. Como o objetivo proposto ao V_{minOP} é preservar o uso do reservatório, é importante que essa restrição penalize séries futuras que violam os limites pré-definidos, porém penalizar séries na etapa presente recorrem ao problema de “desotimização” do ponto ótimo definido pelos modelos (vide parágrafo acima).

Considerar, por exemplo, os dois cenários a seguir.

1. O primeiro, em azul, represente o armazenamento ao final de um período seco com projeções futuras de séries hidrológicas favoráveis ao início do período úmido. Nesse cenário, propomos que não haja penalização no M0, mesmo ele violando o V_{minOP} , pois penalizar apenas as séries futuras já é suficiente para representar a aversão ao risco de não deplecionar o reservatório. Caso a penalização não seja suficiente, o problema na modelagem estará na qualidade da projeção das séries futuras de não conseguir representar adequadamente cenários críticos de hidrologia, e não na penalização em si;
2. O segundo, em vermelho, representa o armazenamento ao final de um período úmido com projeções futuras de séries hidrológicas ruins para o início do período seco. Nesse caso, apenas o estágio M1 será penalizado em ambas as propostas, pois o M0 não violaria o V_{minOP} .



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 significativo das despesas no MCP para o MRE. Esse impacto é significativamente majorado ao se considerar a alternativa de CVaR(25,45) ao invés do par (50,50): o aumento das contas bandeiras é de R\$ 4,1 bi e das despesas com MCP do MRE no ACL é de R\$ 3,51 bi, conforme mostrado no sumário de impactos apresentado. O severo impacto aos agentes do MRE não pode ser negligenciado uma vez que o segmento sofre gravemente dos efeitos do GSF desde o final de 2012.

Período 2020-2021		Realizado	Avaliação com os modelos								
			Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,30)	(25,35)	(25,40)	(25,45)	(25,50)
Δ de armazenamento no SIN (p.p.) em relação ao vigente		11,8	Ref	1,8	3,7	8,0	6,6	9,3	11,2	12,7	13,5
Custo da geração térmica [Bi R\$]		19,4	10,6	12,9	12,7	15,8	14,8	16,7	18,8	20,7	22,4
CMO/PLD médio do período [R\$/MWh]		182,5	189,1	274,3	254,0	334,6	313,3	354,4	410,6	474,9	541,4
Impacto nas distribuidoras	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R\$]	0,10	Ref	-0,62	-0,19	-3,57	-3,57	-3,57	-3,57	-3,57	-3,57
	Δ Aumento Conta Bandeiras [Bi R\$]	7,46	Ref	2,3	3,4	8,5	7,3	9,1	11,2	12,6	13,7
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R\$]	0,09	Ref	-0,18	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46	-0,46
	Total [Bi R\$] [%]	7,65 4%	Ref	1,45 1%	2,69 1%	4,51 2%	3,25 2%	5,07 3%	7,19 4%	8,57 4%	9,68 5%
Impacto no consumidor do ACL	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R\$]	0,05	Ref	-0,29	-0,13	-1,66	-1,66	-1,66	-1,66	-1,66	-1,66
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R\$]	0,04	Ref	-0,08	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21	-0,21
	Total [Bi R\$]	0,09	Ref	-0,37	-0,35	-1,87	-1,87	-1,87	-1,87	-1,87	-1,87
Impacto nas usinas do MRE	GSF [%]	79,59%	88,18%	87,49%	86,59%	85,23%	85,73%	84,93%	84,12%	83,57%	83,22%
	Impacto do pagamento no MCP do ACL [Bi R\$]	-1,70	-7,27	-9,24	-10,33	-14,78	-13,56	-15,18	-16,98	-18,29	-19,29

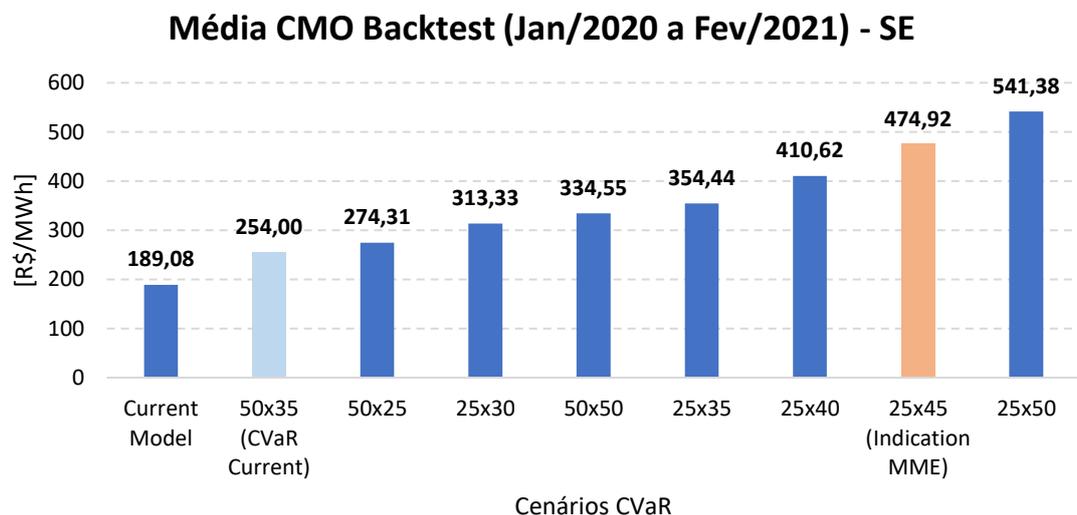
d. A manutenção da confiança do mercado de energia também é importante:

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 regulatórias no modelo de preços. 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, sem qualquer transição, 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. Conforme a figura abaixo, o CVaR(25,45) aumenta aproximadamente 3 vezes o CMO em relação ao modelo vigente. **Alteração dessa magnitude certamente não pode ser classificada com risco de mercado, mas sim risco regulatório.**

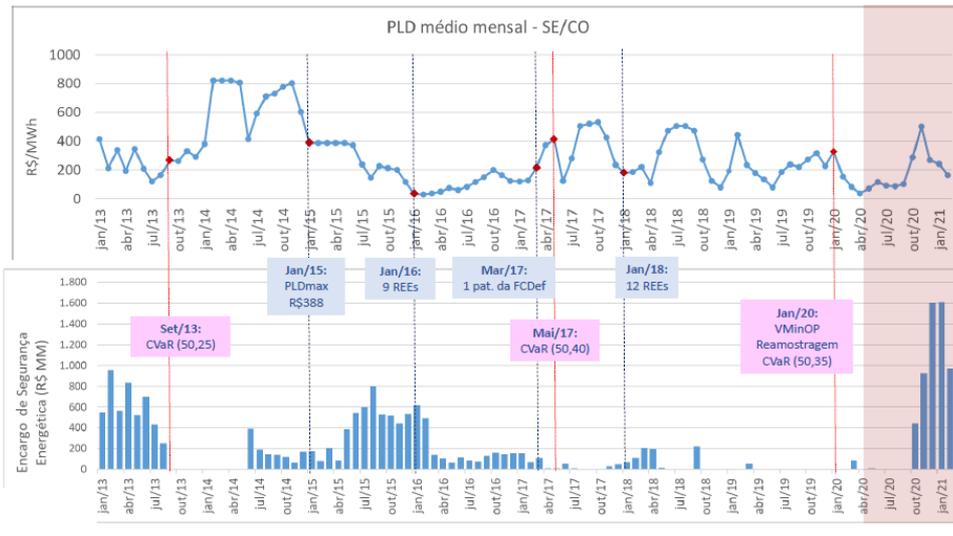


- e. **Alteração nos modelos computacionais não é a única salvação – nem desabilita o despacho por deliberação do CMSE:**

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 utilização mais racional do GFOM em momentos de mais baixo custo termelétrico, pode ser a melhor maneira de se reencher os reservatórios, com baixo custo de arrendimento. Seria um despacho antecipado e não emergencial, com menor 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 11 do Workshop GT Metodologia/CPAMP (07/07/2021):

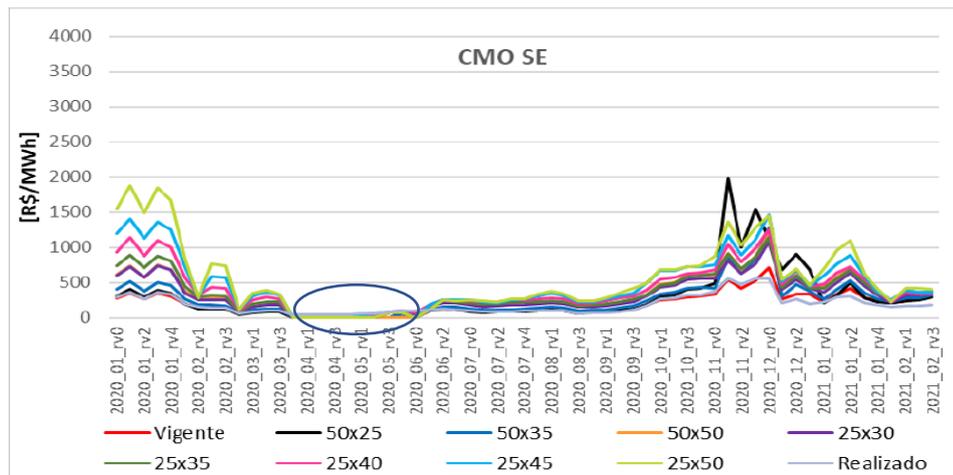


Figura 32 - Backtest 2020 a 2021: CMO do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Em todos os cenários expostos houve total desligamento de térmicas por dois meses, incorrendo em nula preservação dos reservatórios naquele momento.

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

A abertura da 2ª fase com um prazo de 7 dias para contribuição não permite que os agentes tenham tempo hábil para análises e reprodução de novos estudos internamente. Além disso não conta com simulações dos efeitos individuais de cada critério de aversão a risco 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. **restrições RHE no modelo DECOMP apenas na etapa estocástica:**

Por considerar o VminOp no NEWAVE entendemos ser adequado também considerá-lo no modelo DECOMP, alinhado com a Resolução ANEEL nº 843/2019. No entanto, recomendamos que a consideração da metodologia RHE seja realizada apenas nas etapas estocásticas (M+1). Destaca-se que se defende aqui apenas a aplicação dos limites de VminOp vigentes (SE = 10%).

b. **Não implementar no momento as demais alterações propostas e reavaliar, com participação de todos os agentes, liderados pela CPAMP, com a realização de FT's e Workshops, estudando a exaustão dos critérios de aversão a risco dos modelos computacionais, notadamente o PAR(p)-A, 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.**