

São Paulo, 10 de abril de 2026

Contribuição à Consulta Externa 01/2026

Parâmetros de aversão ao risco para 2027

Conforme definido pela nova governança de formação de preços, a responsabilidade pelas decisões sobre alterações metodológicas e sobre o nível de aversão ao risco nos modelos computacionais cabe, respectivamente, ao Comitê Técnico (CT) PMO/PLD e ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Embora não tenha ocorrido a implementação de novas metodologias nos modelos desde a última revisão da aversão ao risco, houve atualizações nos dados de entrada e na Curva Referencial de Armazenamento (CRef). Diante disso, o CT considerou necessário verificar se o nível de aversão ao risco aplicado aos modelos permanece alinhado às diretrizes do CMSE. Nesse sentido, foram conduzidos estudos sobre os quais apresentaremos a visão da Minerva Energy sobre os resultados apresentados.

As análises realizadas pelo CT PMO/PLD basearam-se no PMO de janeiro de 2026, com uma projeção para um horizonte de doze meses e a utilização de 50 iterações fixas. As simulações foram realizadas de forma encadeada com os modelos Newave e Decomp, avaliando cinco pares de CVaR, (15,30), (15,35), (15,40), (15,45) e (15,50), escolhidos de forma simétrica em relação à parametrização vigente, seguindo as diretrizes do CMSE. Foram testados quatro cenários hidrológicos, combinando os históricos de armazenamento de 2021 (caracterizado como crítico) e 2025 (favorável) com níveis de Energia Natural Afluyente (ENA) de 60% e 80% da MLT.

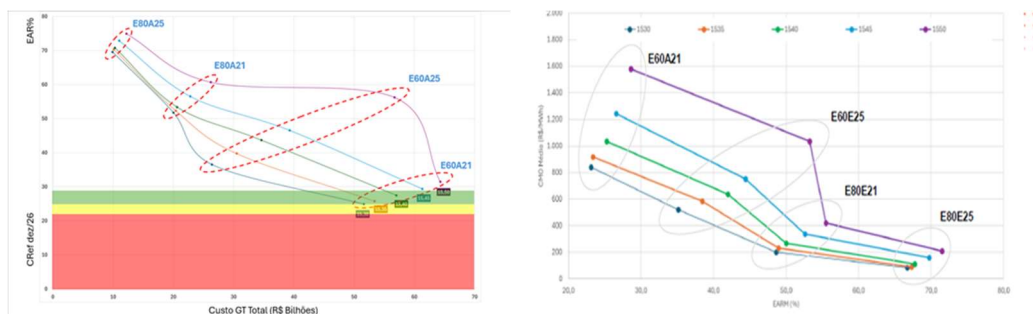
Embora a consulta externa não apresente recomendação de um par específico por parte do comitê, ressaltou-se que o par CVaR (15,40) apresenta semelhanças com o cenário vigente, enquanto o par (15,35) mantém o atendimento à CRef em patamar ligeiramente superior a 100%.

As análises conduzidas pelo CT indicam que o atendimento à CRef, condicionado ao requisito térmico, é menos expressivo em situações de hidrologia favorável do que em contextos de maior escassez hídrica. Adicionalmente, identificou-se um excesso de geração térmica mesmo quando o armazenamento supera a curva de referência, o que sugere que as políticas de operação vigentes estão operando de forma mais conservadora do que indicado pela CRef.

Diante desse cenário, questionamos se é razoável que o modelo indique um despacho térmico que exceda o exigido pela CRef, mesmo em condições hidrológicas favoráveis. Dessa forma, propomos que a calibração do CVaR passe a considerar, de forma complementar, a trajetória de armazenamento

frente à curva de referência no cenário crítico de atendimento, mediante a aplicação de testes de consistência em contextos de hidrologia favorável, evitando que o excesso de segurança em custos adicionais para o sistema, os quais seriam, por extensão, transferidos a todos os consumidores de energia.

Conforme ilustrado nas figuras a seguir, observa-se que, no cenário hidrológico mais crítico (E60A21), o incremento no armazenamento é marginal quando comparado à acentuada elevação de custos observada entre os níveis de aversão ao risco avaliados. Em contrapartida, nos cenários favoráveis, nota-se uma variação reduzida tanto nos níveis de armazenamento quanto nos custos operacionais. Por outro lado, o cenário E60A21 apresenta uma significativa diferença nos custos de despacho termelétrico, mesmo com o sistema operando em patamares de armazenamento bastante superiores à faixa verde da CRef. Complementarmente, este mesmo cenário hidrológico crítico revela oscilações consideráveis nos custos de geração térmica para ganhos de armazenamento pouco expressivos entre os pares analisados. Destaca-se ainda que, mesmo sob condições hidrológicas mais adversas, os pares (15,30), (15,35) e (15,40) mantêm-se dentro dos parâmetros da curva verde, conforme demonstram as imagens abaixo.



Vale ressaltar que, no ciclo passado, o critério de atendimento à CRef foi fixado em 90% e, anteriormente, em 85%, sem considerar o atendimento a uma geração excedente a 100% da CRef. Entendemos que, sendo a CRef uma métrica de segurança, o atendimento acima desse limite resulta em custos adicionais para os consumidores e agentes de mercado, proporcionando ganhos marginais de segurança ao sistema. Portanto, defendemos que um atendimento posicionado entre 95% e 100% da curva é suficiente e seguro, assegurando maior eficiência econômica ao setor e o devido equilíbrio entre a segurança e o custo da operação.

A tabela abaixo consolida as análises operativas e financeiras relativas aos distintos pares de CVaR para os cenários hidrológicos avaliados pelo CT PMO/PLD. Sob uma perspectiva objetiva, os resultados evidenciam que o par (15,30) garante o atendimento à CRef, mesmo sob condições de estresse hidrológico (E60A21), e resulta em um armazenamento posicionado dentro da faixa verde da referida curva ao final do horizonte analisado. Em comparação

com a parametrização vigente (15,40), esse ajuste acarreta uma redução marginal de 2,6 p.p. no armazenamento, compensada por uma economia expressiva de R\$ 5,4 bilhões nos custos de geração termelétrica, o que viabiliza uma redução tarifária estimada em 0,98%."

Dimensão - Caso E060A21	1530	1535	1540	1545	1550
Aderência à CRef (%)	96,3%	100,9%	110,9%	124,1%	135,1%
Distância a CRef = 100%	-3,7%	0,9%	10,9%	24,1%	35,1%
Armazenamento Novembro (%)	24,9	25,8	27,5	29,4	31,5
Distância à EAR 29%	-4,1	-3,2	-1,5	0,4	2,5
Custo da Geração Termelétrica (R\$bi)	51,6	53,4	57,0	61,3	64,3
Sobrecusto em relação ao par vigente 1540	-5,4	-3,6	0,0	4,3	7,3
CMO médio SE/CO (R\$/MWh)	838	903	1.014	1.132	1.409
Varição em relação ao par vigente 1540	-176	-111	0	118	395
PLD médio SE/CO (R\$/MWh)	718	749	778	785	785
Varição em relação ao par vigente 1540	-60	-30	0	7	7
Volatilidade CMO SE/CO (%)	30%	28%	24%	30%	39%
Varição em relação ao par vigente 1540	5,8%	3,3%	0,0%	5,1%	14,7%
ESS (R\$ bi)	2,1	1,9	1,2	0,8	0
Varição em relação ao par vigente 1540	0,9	0,7	0	-0,4	-1,2
Impacto Tarifário (pp)	-0,98	-0,47	0	0,34	0,69
Varição em relação ao par vigente 1540	-0,98	-0,47	0	0,34	0,69

Diante do exposto, propomos a **adoção do par de CVaR (15,30) nos modelos computacionais a partir de 2027**, alternativa que proporciona a operação segura do sistema com menor impacto financeiro aos consumidores, tanto do mercado livre quanto do regulado.

Paralelamente, é fundamental que a definição dos parâmetros de CVaR para 2027 incorpore, ainda que não explicitada nos estudos do CT PMO/PLD, a análise dos resultados do último Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP). O volume expressivo de usinas termelétricas contratadas, com entrada em operação a partir de 2027, contribuirá para a segurança energética do SIN, ao mesmo tempo em que agregará novos custos operacionais relevantes.

Por fim, cabe destacar que a deliberação sobre os parâmetros de aversão ao risco é uma competência do CMSE, sob a liderança do Ministério de Minas e Energia (MME), configurando, portanto, uma decisão de política energética. Contudo, tal diretriz influencia diretamente a composição dos custos setoriais e, conseqüentemente, a formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que serve de referência para o preço futuro da energia no mercado livre. Considerando que custos tem reflexo direto nos preços, esta decisão impactará diretamente outra política estratégica do MME que é a abertura do mercado livre para todos os consumidores, prevista para 2027. Estamos, portanto, deliberando sobre variáveis que determinarão o custo e o preço da energia no ano de abertura de mercado para aproximadamente 6 milhões de estabelecimentos comerciais e 400 mil indústrias no Brasil.

Permanecemos à disposição para prestar eventuais esclarecimentos sobre as sugestões e contribuições aqui apresentadas.

Atenciosamente,

Minerva Energia