



São Paulo, 10 de abril de 2026

Sumário

1. Apresentação	3
2. Contexto Regulatório e Institucional	4
3. Posição Técnica: CVaR (15,30) para 2027	5
3.1 Segurança operativa preservada no pior cenário	5
3.2 O custo do excesso de aversão ao risco	6
3.3 A limitação da família alfa = 15	8
3.4 Crítica à comparação com o modelo REE	9
4. Impactos Qualitativos do Excesso de Aversão ao Risco	10
4.1 Bandeiras tarifárias, CMO e pressão inflacionária	10
4.2 Volatilidade do PLD e liquidez do mercado livre	11
4.3 Vertimento — o custo silencioso do conservadorismo excessivo	12
4.4 Segurança regulatória: estabilidade como valor estrutural	12
4.5 O impacto estrutural do LRCap	13
5. Aperfeiçoamentos Metodológicos para Ciclos Futuros	14
6. Conclusão	15

■ RESUMO DAS CONTRIBUIÇÕES

- › **CVaR (15,30) para 2027:** Garante a segurança operativa atendendo à faixa verde da CRef no pior cenário hídrico (E60A21). Com base nos estudos que embasam esta Consulta Externa, o par (15,30) representa economia de R\$ 5,4 bilhões e redução tarifária estimada em 0,98% frente ao par vigente (15,40).
- › **Geração Térmica Excedente não pode ser ignorada:** A calibração deve penalizar tanto o déficit quanto o excesso de GT em relação à CRef. A nova metodologia do CMSE avançou nessa direção, mas os resultados confirmam que o par (15,40) ainda supera a CRef em cenários que já são operativamente seguros.
- › **CRef como critério-âncora, não como patamar a superar:** A CRef é a curva de segurança operacional do sistema. Atendê-la plenamente é condição suficiente de segurança. Forçar o modelo além desse patamar gera sobrecurso sem benefício proporcional de suprimento.
- › **CVaR elevado, bandeiras tarifárias e inflação:** Pares mais restritivos antecipam o despacho térmico, elevam o CMO/PLD e pressionam o acionamento de bandeiras — afetando via tarifa os aproximadamente 90 milhões de unidades consumidoras cativos brasileiros, com efeito inflacionário direto via IPCA. Em 2027, quando cerca de 6 milhões de unidades consumidoras de baixa tensão migrarem para o mercado livre, a volatilidade do PLD passa a ser risco também direto para esses novos agentes.
- › **Custo do vertimento — o lado silencioso do conservadorismo:** Reservatórios excessivamente preservados em anos chuvosos aumentam a probabilidade de vertimento, desperdiçando energia hidráulica barata e criando maior necessidade futura de térmica cara.
- › **LRCap muda estruturalmente a equação de segurança:** O certame contratou expressivo volume de novas termelétricas com entrega a partir de 2027. Manter CVaR calibrado sem refletir essa expansão superestima o risco e impõe custos evitáveis.
- › **Segurança regulatória exige estabilidade e previsibilidade:** Alterações frequentes e de grande magnitude dos pares do CVaR criam incerteza que eleva o prêmio de risco dos contratos de médio e longo prazo e compromete a liquidez do mercado livre.
- › **Aperfeiçoamentos metodológicos necessários:** Outras famílias de alfa, horizonte superior a 12 meses, curtailment, operação real dos reservatórios, cadeia completa Newave–Decomp–Dessem, reanálise dos cenários de vazões avaliados e dados do LRCap nos estudos de calibração.

1. Apresentação

A Matrix Energia, comercializadora de energia elétrica atuante no mercado livre, apresenta sua contribuição à Consulta Externa nº 001/2026 do Comitê Técnico PMO/PLD, aberta de 24 de fevereiro a 10 de abril de 2026, sobre os parâmetros dos mecanismos de aversão ao risco nos modelos computacionais para vigência a partir de janeiro de 2027. A Matrix Energia reconhece a relevância do processo de consulta pública como instrumento de transparência e participação social e submete esta contribuição com o objetivo de colaborar para uma decisão tecnicamente robusta, economicamente eficiente e favorável ao conjunto de consumidores e agentes do setor elétrico brasileiro.

A experiência operacional da Matrix Energia no mercado livre de energia elétrica permite observar, de forma direta e cotidiana, como os parâmetros de aversão ao risco dos modelos computacionais se propagam por toda a cadeia do setor elétrico: da

formação do PLD à precificação de contratos de médio e longo prazo, do custo de suprimento das empresas ao nível das bandeiras tarifárias pagas pelo consumidor final. É a partir dessa visão de mercado que a Matrix Energia contribui para este debate — não como parte com interesse restrito, mas como agente que acompanha de perto os efeitos sistêmicos dessas decisões sobre consumidores, geradores e a sociedade brasileira como um todo.

Os dados quantitativos citados ao longo deste documento — incluindo as estimativas de economia de R\$ 5,4 bilhões e redução tarifária de 0,98% — são derivados da contribuição técnica da ABRACEEL a esta mesma Consulta Externa, elaborada com base nos estudos técnicos do CT PMO/PLD. A posição da Matrix Energia é convergente com a da ABRACEEL: defendemos a adoção do par CVaR (15,30) para 2027.

2. Contexto Regulatório e Institucional

A Resolução CNPE nº 01/2024 extinguiu a CPAMP e atribuiu ao CMSE a competência de avaliar e aprovar alterações no nível de aversão ao risco. A Resolução CMSE nº 01/2025 estabeleceu os ritos aplicáveis, incluindo consulta pública antes da decisão final e deliberação pelo CMSE até 20 de maio de cada ano.

Em dezembro de 2025, o CMSE deliberou pela manutenção da percepção de risco como ponto de partida e aprovou nova metodologia de calibração baseada na CRef como critério central — incorporando contribuições da CP 186/2025, especialmente a necessidade de contabilizar excessos além dos déficits de geração e de eliminar a exigência de tolerância prévia para atendimento à CRef.

Os estudos técnicos que embasam esta Consulta Externa analisaram os pares (15,30) a (15,50), com 50 iterações mínimas e máximas, em quatro cenários hidrológicos distintos: E80A25, E60A25, E80A21 e E60A21. A Matrix Energia reconhece os avanços da nova governança, mas a leitura dos resultados indica claramente que o par (15,30) é o que melhor equilibra segurança e eficiência econômica.

3. Posição Técnica: CVaR (15,30) para 2027

O modelo NEWAVE híbrido, utilizado para simular os efeitos dos parâmetros de aversão ao risco, apresenta instabilidades de convergência que comprometem a confiabilidade dos resultados. Sem garantir convergência ou estabilidade estatística dos resultados, não é possível afirmar que a solução alcançada representa um ótimo local ou global, prejudicando a qualidade das análises e das decisões baseadas nesses resultados. Essa limitação metodológica prejudica a avaliação dos impactos dos parâmetros analisados, podendo mascarar o comportamento real das variáveis e levar a conclusões equivocadas, colocando em risco a credibilidade do processo decisório. Em processos que impactam diretamente a formação de preços e o despacho da geração, a ausência de convergência mina a legitimidade dos resultados como referência técnica e regulatória.

Nesse sentido, diversos agentes do setor vêm alertando sistematicamente, nos ciclos mais recentes, sobre os problemas de convergência e suas implicações para os modelos. Inclusive, recentemente, com exemplos práticos que têm afetado os processos do ONS e CCEE, e os custos para os consumidores. Diante da persistência das dificuldades, é essencial que as equipes técnicas da CCEE e do ONS promovam

esforços coordenados e estruturados para eliminar essas deficiências. A confiabilidade dos modelos é um pilar da governança do setor elétrico, e não se pode aceitar que decisões críticas continuem a ser tomadas com base em simulações que não atingem critérios mínimos de estabilidade matemática.

3.1 Segurança operativa preservada no pior cenário

Os estudos técnicos que embasam esta Consulta Externa demonstram que o par (15,30) atende à faixa verde da CRef mesmo no cenário de maior estresse hídrico — E60A21, que combina armazenamento crítico de 2021 com ENA de 60% da MLT. O diferencial de armazenamento ao final do período em relação ao par (15,40) é de apenas 2,6 pontos percentuais: margem residual frente à magnitude dos custos adicionais envolvidos.

A Figura 1 a seguir ilustra as trajetórias de armazenamento para os quatro cenários hidrológicos analisados. Observa-se que em todos os cenários os pares se mantêm dentro da faixa verde da CRef ao final do horizonte — evidência de que o par (15,30) é suficiente para garantir a segurança operacional do sistema.

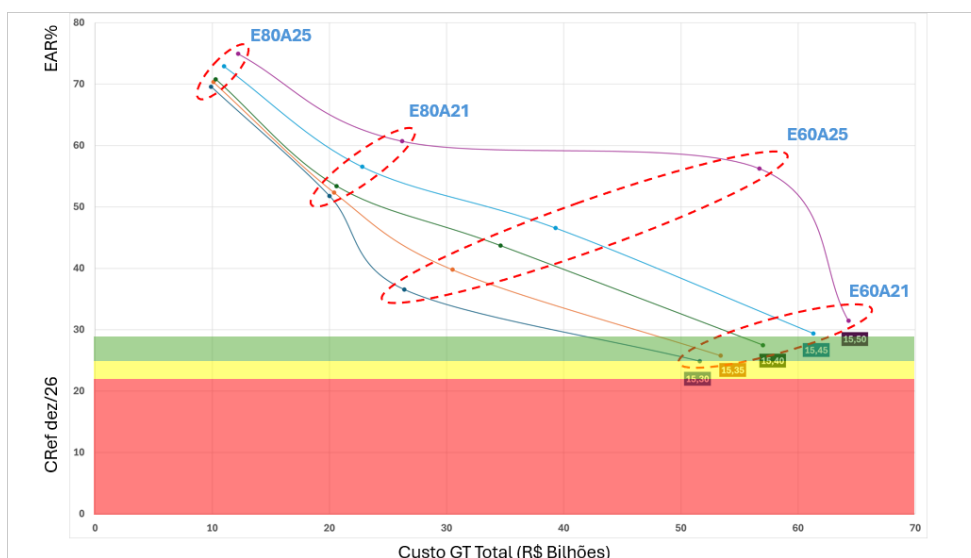


Figura 1 — Energia Armazenada (EAR%) vs. Custo GT Total (R\$ bilhões) por par de CVaR e cenário hidrológico. Todos os pares atingem a faixa verde da CRef no cenário mais crítico (E60A21). Fonte: ABRACEEL, Contribuição à CE 001/2026.

A CRef foi construída para indicar o nível mínimo de armazenamento desejado e subsidiar decisões de despacho adicional à ordem de mérito. Atender plenamente a essa curva no pior cenário testado é condição suficiente de segurança. Pares mais restritivos impõem custos adicionais para manter reservatórios acima de uma curva que já incorpora o cenário mais adverso do histórico.

3.2 O custo do excesso de aversão ao risco

R\$ 5,4 BILHÕES — O CUSTO EVITÁVEL

Segundo análise da ABRACEEL com base nos estudos que embasam esta Consulta Externa, a diferença entre os pares (15,30) e (15,40) representa uma economia estimada de R\$ 5,4 bilhões no custo de geração termelétrica ao longo do horizonte analisado, com redução tarifária de aproximadamente 0,98%. No cenário E60A25, todos

os pares levam a trajetórias de armazenamento acima da faixa verde da CRef durante todo o período — evidenciando que o modelo opera mais conservadoramente do que a própria curva de segurança exige.

A Figura 2 apresenta o nível de aderência à CRef versus o custo total de geração para cada par analisado, consolidando o conjunto de cenários. O par (15,30) é o que mais se aproxima de 100% de aderência à CRef ao menor custo — posicionado no ponto de melhor equilíbrio entre segurança operacional e eficiência econômica.

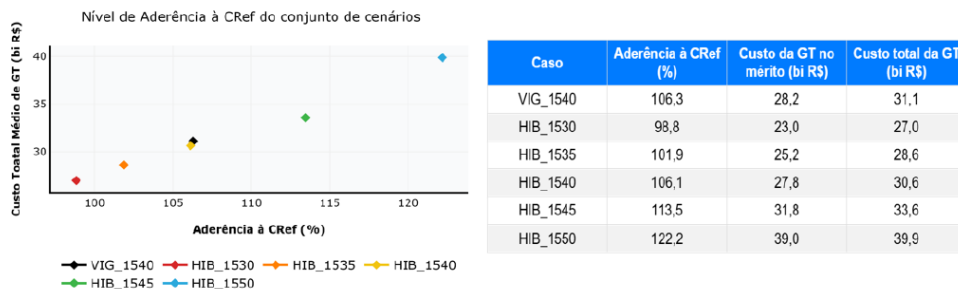


Figura 2 — Nível de aderência à CRef (%) vs. Custo Total Médio de GT (R\$ bi) para o conjunto de cenários. O par (15,30) apresenta a melhor relação entre aderência e custo. Fonte: ABRACEEL, Contribuição à CE 001/2026.

A Figura 3 detalha o diferencial de aderência entre os pares mais próximos de 100% da CRef. Os pares (15,30) e (15,35) distam respectivamente 1,2% e 1,8% do atendimento pleno — diferença marginal que não justifica o expressivo incremento de custo observado nos pares mais restritivos.

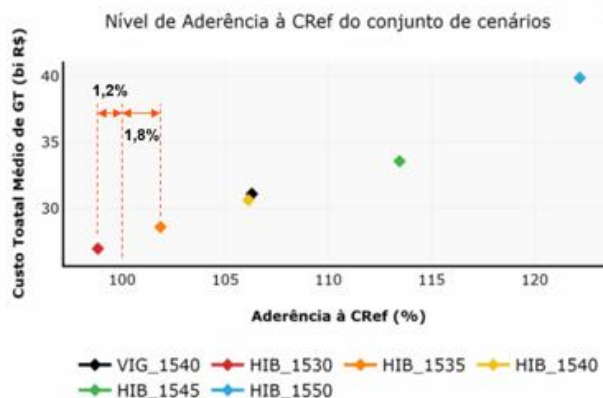


Figura 3 — Desvio de aderência à CRef dos pares (15,30) e (15,35) em relação a 100%. Fonte: ABRACEEL, Contribuição à CE 001/2026.

A Tabela 1 consolida os impactos operativos e financeiros comparativos entre os pares analisados. Destaca-se que o par (15,30) apresenta economia de R\$ 5,4 bilhões no custo de geração termelétrica em relação ao par vigente (15,40), com impacto tarifário de -0,98 p.p. — sem comprometer a segurança de armazenamento ao final do horizonte.

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

Tabela 1 — Análise operativa e financeira comparativa dos pares de CVaR para o cenário E60A21.
Fonte: ABRACEEL, Contribuição à CE 001/2026.

A Tabela 2 apresenta a aderência detalhada à CRef por par e por cenário hidrológico, confirmando que os pares (15,30) e (15,35) atendem plenamente ao critério de segurança nos cenários mais críticos, enquanto os pares mais restritivos superam sistematicamente a CRef, gerando geração térmica excedente desnecessária.

CASO	ENA	EARM	CVaR	Aderência à Cref
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM21_1530	60	21	1530	96,3%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM21_1535	60	21	1535	100,9%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM21_1540	60	21	1540	110,9%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM21_1545	60	21	1545	124,1%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM21_1550	60	21	1550	135,1%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM25_1530	60	25	1530	115,2%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM25_1535	60	25	1535	121,2%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM25_1540	60	25	1540	125,2%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM25_1545	60	25	1545	135,7%
PCVaR_2FO_HIB_ENA60_ARM25_1550	60	25	1550	154,3%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM21_1530	80	21	1530	83,8%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM21_1535	80	21	1535	85,3%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM21_1540	80	21	1540	88,4%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM21_1545	80	21	1545	94,1%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM21_1550	80	21	1550	99,3%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM25_1530	80	25	1530	100,0%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM25_1535	80	25	1535	100,0%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM25_1540	80	25	1540	100,0%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM25_1545	80	25	1545	100,0%
PCVaR_2FO_HIB_ENA80_ARM25_1550	80	25	1550	100,0%

Tabela 2 — Aderência à CRef (%) por par de CVaR e por cenário hidrológico. Fonte: ABRACEEL, Contribuição à CE 001/2026.

É importante destacar ainda que a preocupação com o sobrecusto da GT Excedente não é nova. Ciclos anteriores de calibração do CVaR já evidenciaram que metodologias focadas exclusivamente na GT Faltante tendiam a selecionar parâmetros com geração termelétrica sistematicamente acima do indicado pela CRef. A nova metodologia aprovada pelo CMSE em dezembro de 2025 incorporou esse princípio ao contabilizar excessos e déficits de forma simétrica. Os resultados do ciclo atual confirmam que o par (15,30) é o que melhor aplica esse princípio na prática.

3.3 A limitação da família alfa = 15

A análise exclusiva da família alfa = 15 representa uma restrição metodológica relevante. Com alfa = 15%, apenas os 15% piores cenários hidrológicos são ponderados na cauda da distribuição, valorizando um número reduzido de cenários no cálculo da Função de Custo Futuro. Isso pode amplificar variações abruptas nos resultados e reduzir a robustez das conclusões sobre o par ideal.

A experiência acumulada em ciclos anteriores de calibração indica que famílias distintas de alfa podem produzir resultados de despacho térmico muito semelhantes entre si — sugerindo que o parâmetro lambda carrega boa parte do efeito de aversão ao risco, e que a escolha da família alfa não é neutra. Restringir a análise a uma única família limita a capacidade de identificar o ponto de equilíbrio ótimo entre segurança e custo, e reduz a robustez das conclusões apresentadas ao CMSE para a decisão final.

3.4 Crítica à comparação com o modelo REE

Os estudos que embasam esta Consulta Externa apresentaram análise comparativa entre o Newave Híbrido e o modelo de Reservatório Equivalente de Energia (REE), indicando que o par (15,40) no híbrido produz comportamento operativo próximo ao par (25,35) no REE. Essa comparação, embora válida como exercício analítico, não deve ser usada como critério de calibração.

Em resumo, caso um novo par de CVaR seja escolhido para o modelo híbrido no próximo ciclo, da mesma forma um novo par compatível será posteriormente definido para utilização no modelo REE, ainda utilizado pela EPE.

4. Impactos Qualitativos do Excesso de Aversão ao Risco

4.1 Bandeiras tarifárias, CMO e pressão inflacionária

A relação entre o CVaR e as bandeiras tarifárias é direta. O mecanismo de bandeiras foi concebido para sinalizar ao consumidor a situação hídrica real do sistema. Quando o modelo é excessivamente conservador, o acionamento de bandeiras passa a refletir o viés paramétrico — criando custos que não correspondem ao estado efetivo do sistema.

EFEITO CASCATA: DO CVaR À INFLAÇÃO

CVaR elevado → despacho térmico antecipado e excessivo → elevação do CMO → PLD mais alto → acionamento de bandeiras tarifárias → aumento da tarifa de energia → impacto no IPCA via componente energia elétrica. Este ciclo afeta os aproximadamente 90 milhões de unidades consumidoras cativos brasileiros via bandeiras tarifárias — e é especialmente crítico em 2027, quando cerca de 6 milhões de unidades consumidoras

de baixa tensão passarão a ter acesso ao mercado livre e serão diretamente expostas à volatilidade do PLD.

A Figura 4 ilustra o impacto dos diferentes pares de CVaR sobre o CMO médio SE/CO em função do nível de armazenamento (EARM), para os quatro cenários hidrológicos analisados. Observa-se que pares mais restritivos elevam significativamente o CMO, especialmente nos cenários de maior estresse hídrico (E60A21 e E60A25).

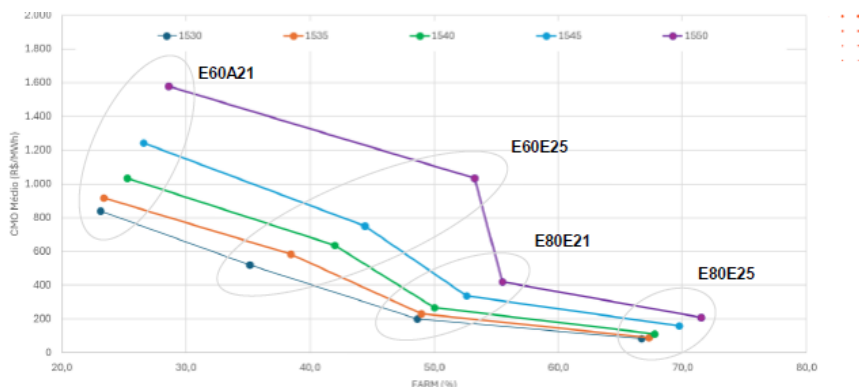


Figura 4 — CMO médio SE/CO (R\$/MWh) vs. EARM (%) por par de CVaR e cenário hidrológico. Pares mais avessos ao risco elevam substancialmente o CMO. Fonte: ABRACEEL, Contribuição à CE 001/2026.

É importante destacar ainda uma inconsistência estrutural que persiste no setor: o planejamento da expansão aceita até 5% de déficit de atendimento como critério de adequabilidade do sistema, enquanto o planejamento da operação via CVaR tende a operar com critérios mais restritivos. Esse descasamento gera desvio na alocação dos custos de segurança — ao não investir na expansão da geração, eleva-se o despacho térmico via CVaR, com impacto direto no PLD sem contrapartida no planejamento estrutural de longo prazo. Segurança energética e modicidade tarifária precisam ser tratadas como objetivos complementares, não concorrentes.

4.2 Volatilidade do PLD e liquidez do mercado livre

Para comercializadoras como a Matrix Energia, a volatilidade do PLD é fator determinante na gestão de portfólio e precificação de contratos. Um modelo mais conservador amplifica a sensibilidade do PLD a variações nas aflúncias, criando incerteza que se traduz em prêmio de risco adicional nos contratos ofertados e em menor liquidez no mercado de curto e médio prazo.

Em 2025, a mudança para o par (15,40) combinada com o Newave Híbrido, e a sensível piora da convergência, produziu alta volatilidade amplamente reconhecida pelo setor como fator de dificuldade de contratação e pressão sobre a inadimplência no mercado de curto prazo. Em 2027 — quando cerca de 6 milhões de unidades consumidoras de baixa tensão migrarão para o mercado livre — esse ambiente de volatilidade elevada representa obstáculo direto à transição, ao mesmo tempo em que os aproximadamente 90 milhões de unidades consumidoras cativos continuam expostos ao seu efeito via bandeiras tarifárias.

4.3 Vertimento — o custo silencioso do conservadorismo excessivo

O CICLO DO VERTIMENTO

CVaR excessivo → despacho térmico antecipado → preservação além da CRef → vertimento no período chuvoso → perda de energia hidráulica barata → maior necessidade de térmica no período seco → elevação do CMO → bandeiras tarifárias. Este custo de oportunidade é invisível no curto prazo, mas recorrente e sistêmico no médio prazo.

A Tabela 3 evidencia esse efeito: o par (15,30) apresenta variação de energia vertida turbinável de -25,3 MWm em relação ao par (15,40) no conjunto dos cenários — confirmando que pares mais conservadores elevam o vertimento e desperdiçam energia hidráulica que poderia ter deslocado geração térmica cara no período seco.

MÉDIA DOS CENÁRIOS	1530	1535	1540	1545	1550
ΔEnergia armazenada final [p.p]	-3.0	-2.0	-0.7	1.6	3.4
ΔGeração térmica [MWm]	-982.5	-596.0	-169.5	566.4	1309.6
ΔGeração hidráulica [MWm]	989.3	609.1	172.3	-569.2	-1307.9
ΔEnergia vertida turbinável [MWm]	-25.3	-40.2	-31.7	-21.5	-20.2
ΔCMO-SE/CO [R\$/MWh]	-112.0	-67.1	-51.6	51.7	211.9
ΔCMO-NE [R\$/MWh]	-51.9	-40.9	-12.2	61.6	169.5
ΔDeslocamento entre CMO-SE/CO e NE [R\$/MWh]	-60.1	-26.2	-39.3	-9.9	42.4

Tabela 3 — Impactos operativos comparativos dos pares de CVaR: armazenamento, geração térmica, geração hídrica, vertimento turbinável e CMO. Fonte: ABRACEEL, Contribuição à CE 001/2026.

4.4 Segurança regulatória: estabilidade como valor estrutural

A trajetória do CVaR no Brasil — de (50,35) para (25,35), depois (25,40) via CP 162/2024, e atualmente (15,40) com o Newave Híbrido — representa sequência de mudanças de alta magnitude em janela de tempo reduzida. Cada alteração reconfigurou os preços de referência, o valor dos contratos existentes e os critérios de hedge dos agentes.

Do ponto de vista da Matrix Energia, enquanto agente que contrata energia no mercado livre de médio e longo prazo, a instabilidade paramétrica dos modelos é um custo real e mensurável. Cada alteração de grande magnitude no CVaR redefine os preços de referência do mercado, desvaloriza posições contratadas sob premissas anteriores e obriga os agentes a embutirem prêmio de risco regulatório crescente nos contratos futuros. O resultado é um mercado menos líquido, com spreads maiores e menor capacidade de oferecer previsibilidade ao consumidor final — exatamente o oposto do que a abertura do mercado livre em 2027 exige.

A Matrix Energia entende que a deliberação pelo par (15,30) para 2027 representa não apenas uma escolha técnica eficiente, mas também um sinal de responsabilidade regulatória: reduzir conservadorismo excessivo sem criar nova disrupção paramétrica — contribuindo para a previsibilidade que o mercado livre necessita, especialmente no ano de sua abertura ampla.

4.5 O impacto estrutural do LRCap

O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCap), concluído após a elaboração dos estudos técnicos que embasam esta Consulta Externa, contratou expressivo volume de

novas usinas termelétricas com entrega a partir de 2027. Essa expansão altera estruturalmente a disponibilidade de geração firme no sistema — e portanto a equação de risco de suprimento que fundamenta a calibração do CVaR.

Manter parâmetros de CVaR calibrados sem incorporar a expansão contratada no LRCap representa superestimação do risco e imposição de custos evitáveis ao sistema. A Matrix Energia endossa a posição da ABRACEEL: a deliberação final sobre os pares do CVaR deve necessariamente ponderar esse impacto.

5. Aperfeiçoamentos Metodológicos para Ciclos Futuros

A Matrix Energia reconhece os avanços dos estudos técnicos desta Consulta Externa, especialmente a nova metodologia de calibração e o encadeamento mensal das simulações. Para os próximos ciclos, os seguintes aprimoramentos são necessários:

- a. **Outras famílias de alfa:** A família alfa = 15 é restritiva e pode induzir variações abruptas nos resultados. Incluir alfa = 20 e alfa = 25 ampliaria a análise de sensibilidade e produziria base de decisão mais robusta.
- b. **Horizonte superior a 12 meses:** Um horizonte de 2 a 3 anos permite avaliar efeitos inter-anuais da política de aversão ao risco, incluindo o impacto do armazenamento ao final de um período seco sobre o ciclo seguinte.
- c. **Operação real dos reservatórios e curtailment:** Política de enchimento e esvaziamento, despacho antecipado de termelétricas com menor CVU e curtailment de fontes renováveis são elementos que alteram materialmente os resultados e devem ser incorporados.
- d. **Dados de entrada com LRCap:** É imperativo que os estudos para deliberação final incorporem a capacidade contratada no LRCap. Resultados baseados em configuração que não reflete a expansão aprovada podem conduzir a decisões que superestimam o risco.
- e. **Cadeia completa Newave–Decomp–Dessem:** O Dessem é o responsável pela formação de preços em última instância, com resolução horária. Os efeitos da calibração sobre o CMO e o PLD horário só podem ser avaliados considerando a cadeia completa de modelos.
- f. **Reanálise dos cenários de vazões avaliados:** Não há no histórico de 94 anos (1931-2024) exemplo de média anual do SIN em 60% da MLT, nem mesmo observando apenas o submercado Sudeste/Centro-Oeste. O pior ano do submercado Sudeste/Centro-Oeste é 1971, com 68% da MLT. Enquanto, o pior ano do SIN é 2021, com 73%. Ampliando a análise, até o cenário de 80% da MLT é um cenário conservador, uma vez que se tem apenas 9 ocorrências no histórico (menos de 10%) de anos inferiores a 80% da MLT.
- g. **Governança dos dados de entrada:** A fixação do número mínimo de iterações do Newave em 50 foi considerada nos estudos antes de sua aprovação formal pelo CT. A observância rigorosa dos procedimentos de governança é essencial para a rastreabilidade e legitimidade das decisões.

6. Conclusão

A Matrix Energia, em alinhamento com a posição da ABRACEEL e dos demais agentes do mercado livre, defende a adoção do par CVaR (15,30) nos modelos computacionais a partir da primeira semana operativa de 2027.

Essa posição reflete o entendimento de que a CRef — como curva de segurança consolidada do setor — deve ser o critério central de calibração, e que atendê-la plenamente no pior cenário hidrológico testado é condição suficiente de segurança. Ir além desse patamar é, por definição, gerar sobrecusto sem benefício de segurança proporcional — um ônus que recai sobre o consumidor final.

Estamos deliberando sobre o preço da energia em um momento de dupla relevância: o ano de abertura do mercado livre para aproximadamente 6 milhões de unidades consumidoras de baixa tensão, e ao mesmo tempo uma decisão que afeta via bandeiras tarifárias e inflação os aproximadamente 90 milhões de unidades consumidoras cativos brasileiros. A decisão sobre o CVaR afeta diretamente:

- h. **Nível das bandeiras tarifárias** e custo da energia para consumidores regulados e livres;
- i. **Pressão inflacionária** via componente energia no IPCA;
- j. **Custo evitável de geração térmica** — R\$ 5,4 bilhões de diferença entre os pares (15,30) e (15,40), segundo análise da ABRACEEL;
- k. **Custo de vertimento** em cenários de hidrologia normal ou favorável;
- l. **Volatilidade do PLD** e capacidade de oferecer contratos competitivos no mercado livre;
- m. **Segurança regulatória e previsibilidade** necessárias para decisões de investimento de longo prazo no setor.

A Matrix Energia recomenda ao CMSE a adoção do par CVaR (15,30) para 2027, determinando adicionalmente estudos complementares que incorporem os dados do LRCap, a cadeia completa de modelos, outras famílias de alfa e horizonte ampliado de simulação.

A Matrix Energia permanece à disposição do CT PMO/PLD, do CMSE e do Ministério de Minas e Energia para contribuir com o debate técnico e regulatório sobre o tema.

Atenciosamente,

Matrix Energia · Av. Brig. Faria Lima, 2.055 – 11º Andar, São Paulo/SP ·
contato@matrixenergia.com