



AXIA
ENERGIA

CE CT PMO-PLD nº 01/2026

Mecanismo de Aversão ao Risco
nos Modelos

Contribuições AXIA Energia



SUMÁRIO EXECUTIVO

A AXIA Energia saúda o Comitê Técnico PMO/PLD pela abertura da Consulta Externa nº 01/2026 que trata dos mecanismos de Aversão ao Risco nos modelos de formação de preço e despacho, detalhado no Relatório Técnico CT PMO/PLD 01/2026.

As melhorias recentemente implementadas na modelagem do atendimento à Curva de Referência (CRef) e na representação do risco têm provocado efeitos importantes nas operações realizadas, na formação de preços e nos encargos pagos pelos consumidores. É essencial analisar as mudanças de forma integrada, levando em conta o impacto sobre a coerência temporal do **planejamento**, a **estabilidade dos sinais econômicos** e a **segurança energética** do Sistema Interligado Nacional, especialmente para evitar sinais contraditórios ao investimento e à operação.

Em 2025, testes de **Backtest** feitos pela CCEE, comparando o Newave Híbrido com a configuração baseada em REEs, mostram que o modelo híbrido responde melhor às condições hidrológicas e operacionais. As evidências apresentadas apontam que, em relação ao preço, o **Newave Híbrido** (.) reduziu o PLD médio, (.) mostrou menor volatilidade do PLD devido à antecipação do despacho térmico e (.) reduziu as diferenças de PLD entre submercados. No que tange ao impacto para os consumidores, o Newave Híbrido também diminuiu o acionamento de bandeiras tarifárias para consumidores cativos; e gerou uma economia de 88 milhões de reais com ESS pagos pelos consumidores. Adicionalmente, foi observada responsividade no sinal do PLD para situações de excesso de oferta (curtailment) e de escassez de energia, função primordial do modelo.

Alinhada à avaliação técnica do CT PMO-PLD, a **atualização dos níveis de VMinOP** neste ciclo mostra-se um ajuste necessário para aprimorar o atendimento à demanda de ponta.

Como será apresentada nesta contribuição há evidências de **violação do armazenamento da CRef** para o cenário hidrológico mais seco considerado pelo CMSE para calibração, notadamente para cenários de redução da aversão ao risco nos pares HIB(15,35) e (15,30). Ainda, nesses cenários de relaxamento do parâmetro lambda (λ) estima-se aumento de **Encargos de Segurança Energética** para os Consumidores de R\$ 1.200 milhões para o caso HIB(15,30) e de R\$ 600 milhões para o caso HIB(15,35).

No contexto da recente evolução metodológica de atendimento à CRef, alertamos que a **inclusão da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) nas simulações de calibração do CVaR acabam por elevar os índices de aderência** à CRef calculados. Como observamos nas simulações, o fato de incrementar o reservatório com a GFOM, reduz-se o requisito de aderência à CRef e os resultados de aderência à CRef mostram-se superestimados. Para mitigar esse viés e garantir uma avaliação técnica mais robusta, propõe-se a exclusão da inserção forçada da GFOM (2ª fase do modelo Decomp) nos estudos de calibração do presente ciclo, assegurando que os resultados reflitam a real necessidade preventiva do sistema e resguardem a segurança energética.

Nas simulações com o aprimoramento proposto, os pares (15,35) e (15,40) ficam abaixo de 100% de aderência à CRef. A alegada ultrapassagem da Curva de Referência (CRef), da ordem de 106%, revela-se, na realidade, como insuficiência de atendimento para o par vigente (15,40), uma vez que o percentual efetivo de atingimento corresponde a aproximadamente 96%, motivo pelo qual se recomenda a manutenção da parametrização atual.



AXIA ENERGIA

Haja vista a manutenção dos parâmetros vigentes é opção segura e já manifestada antecipadamente pelo CMSE, entendemos ser **imprescindível a correção na simulação dos índices de aderência à CRef para qualquer alteração dos parâmetros de aversão ao risco vigente**, sob risco da avaliação técnica robusta e da segurança energética.

No que tange à aderência dos modelos à operação, chamamos atenção para desvio dos modelos à realidade operativa. O **baixo match térmico** em diversos períodos e a diferença relevante entre o PLD e o maior custo variável do despacho da Política Operativa adotada pelo ONS ensejam reflexão sobre o viés otimista no cômputo de custos nos estudos da CRef.

Na análise do *trade-off* entre segurança e custos, mostramos análise que o **HIB(15,40) é a única configuração com baixa variabilidade, média central e ausência de viés**. O HIB(15,35) tem custo médio semelhante, mas é assimétrico e tende à redução de custo com relaxamento da segurança operativa e HIB(15,45) é mais assimétrico, com aumento de custo.

À luz das evidências empíricas e das simulações realizadas, verifica-se que **a adoção de parâmetros menos avessos ao risco não resulta, na prática, em redução de custos para o consumidor**. Isso porque, de forma recorrente, a **geração térmica efetivamente programada pelo ONS supera aquela indicada pelos modelos de otimização**, sobretudo em função de requisitos operativos associados à segurança do atendimento, notadamente o suprimento de potência na ponta.

Nesse contexto, o **Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR)** assume papel central como instrumento de política pública voltado à **segurança de abastecimento**, incorporando não apenas a dimensão energética, mas também a necessidade de compatibilização com **usos múltiplos da água** e a preservação de níveis mínimos de armazenamento. O PRR reforça a diretriz de que a gestão do risco hidrológico deve ser conduzida de forma prudente e estruturada, especialmente em um sistema cada vez mais exposto a choques exógenos. Um dos indicadores do PRR consiste na calibração do CVaR para assegurar a preservação dos reservatórios. Qualquer flexibilização dos parâmetros iria de encontro ao objetivo estabelecido por esse indicador.

Não se pode, ademais, **ignorar os efeitos das mudanças climáticas**, que vêm se manifestando por meio de **déficits hídricos recorrentes**, maior variabilidade interanual e eventos extremos mais frequentes. Tais fenômenos **não são plenamente capturados por modelos baseados em regressão à média**, além disso, a própria média histórica utilizada como referência para o cálculo da política operativa já não reflete o padrão de déficit hídrico observado nas últimas décadas, o que limita a capacidade dessas ferramentas de antecipar cenários adversos e reforça a necessidade de mecanismos explícitos de aversão ao risco.

Do ponto de vista da modelagem, é importante reconhecer que os modelos **Newave e Decomp**, por sua própria construção, **não representam de forma explícita rampas operativas e atendimento à ponta**, atributos que são tratados com maior granularidade no **Dessem**. Como consequência, esses modelos **não capturam integralmente a necessidade de despacho térmico adicional** para cobrir déficits de potência associados à perda de capacidade das usinas hidrelétricas em níveis baixos de reservatório, fenômeno intensificado pela chamada **“curva do pato”** em sistemas com elevada penetração de fontes intermitentes.



AXIA ENERGIA

A tentativa de **reduzir artificialmente os preços** por meio do afrouxamento dos parâmetros de aversão ao risco tende, portanto, a gerar **ineficiências alocativas**, deslocando custos reais do sistema para mecanismos *ex-post*, como encargos setoriais, fazendo com que o **consumidor arque com custos não controláveis, mediante a transferência de custos que deveriam recair exclusivamente sobre os agentes expostos no mercado de curto prazo.**

A redução dos níveis de reservatório, ao aproximá-los da curva inferior do CVaR em decorrência do relaxamento de seus parâmetros, tende a ampliar a necessidade de substituição da geração associada à rampa hidráulica por usinas termelétricas mais onerosas, em especial aquelas contratadas no âmbito do LRCAP. Essa dinâmica eleva os custos fixos e variáveis suportados pelo sistema e se traduz em maior despacho fora da ordem de mérito, com aumento dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), gerando impactos tarifários e potenciais pressões inflacionárias para os consumidores.

Com base no recente Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP 2026), estimamos que a **redução de armazenamento de 70% para 30% de EAR_{max} é comparável ao custo de 21 bilhões de reais em custos fixos e variáveis ao ano em encargos para os consumidores.** O impacto desta ação deveria ser incorporado no estudo de aversão ao risco. Nesse cenário, **o despacho térmico mensal pode superar R\$ 1 bilhão**, com aumento da parcela a ser arcada via encargos, especialmente na hipótese de redução artificial do PLD. O custo do arrependimento poderia ser substancialmente superior à economia simulada no Relatório do CT PMO-PLD de aproximadamente 5,4 bilhões para o caso (15,30), revertendo eventual hipótese desinflacionária, tornando temerário o relaxamento dos parâmetros sem uma exaustiva avaliação de todos os custos envolvidos em cada parametrização.

Destaca-se que na simulação de **inclusão do LRCAP 2026 nos modelos**, ao invés de aumento, os resultados indicaram **redução dos índices de aderência à CRef no par(15,35) de 3,2pp.** e no **par(15,40) de 2,6pp.** Quando considerados os valores apresentados no Relatório do CT PMO-PLD, a diferença torna-se ainda mais expressiva, com reduções de 11,7 e 12,7 pontos percentuais, respectivamente, passando de 101,9% para 90,8% no par (15,35) e de 106,1% para 93,4% no par (15,40). **Fato que corrobora a recomendação pela manutenção da parametrização vigente é que mesmo o par (15,40) se mostrou insuficiente no atendimento à Curva de Referência, ao registrar apenas 93,4% de atingimento.**

À luz da governança vigente e do comando exarado pelo CMSE em dezembro de 2025, bem como dos resultados das simulações apresentadas, conclui-se que **a manutenção da parametrização atualmente vigente se mostra como a mais adequada à decisão do CMSE.**

Embora existam famílias de parâmetros do CVaR com resultados semelhantes, **não foi identificada predominância de uma família de alfa em relação a outras. O par vigente (15,40) cumpre a função da sinalização de aversão ao risco.** Nesse sentido, eventual reavaliação deve ocorrer exclusivamente nos ciclos próprios de construção da CRef e calibração do CVaR, especialmente diante dos prazos estabelecidos pela governança setorial.

Em síntese, os elementos técnicos, operativos e institucionais convergem para a conclusão de que a **manutenção do CVaR (15,40)** representa a alternativa **mais aderente à realidade da operação, à segurança de abastecimento, eficiência de custos e à governança setorial**, sem benefícios comprovados de custo associados a uma flexibilização dos parâmetros de aversão ao risco.



Índice

SUMÁRIO EXECUTIVO	2
I. DA GOVERNANÇA DOS MODELOS	7
II. DA AVALIAÇÃO DO MECANISMOS DE AVERSÃO A RISCO NOS MODELOS.....	7
a) Da Aversão ao Risco nos Modelos de Planejamento e Formação de Preços.....	7
b) Da Curva de Referência (CRef) 2026	8
c) Da Revisão da Metodologia de Atendimento à CRef no ciclo 2025/26	10
d) Das Premissas e Metodologia no Relatório Técnico GT-Calibração CVaR	11
e) Do Resultado da Avaliação do Relatório Técnico GT-Calibração CVaR.....	13
f) Da Compatibilidade com o Modelo do Planejamento	14
g) Da Violação do Nível de Armazenamento da CRef	16
h) Dos Custos para os Consumidores	17
i) Dos Impactos Sobre o PLD: Nível, Volatilidade e Sinal Econômico	20
j) Dos Impactos sobre Armazenamento, Despacho Térmico, Custos e Indicadores Econômicos	22
III. DA PROPOSTA DE AJUSTE DO CÁLCULO DE ATENDIMENTO À CREF	27
IV. DA SEGURANÇA ENERGÉTICA E CONFIABILIDADE	32
a) Da Redução da Capacidade de Regularização do SIN	32
b) Do Atendimento à Demanda de Ponta	33
c) Do Custo do Arrependimento	36
d) Do Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR).....	37
e) Do Impacto das Mudanças Climáticas nas Vazões	39
V. DA AVALIAÇÃO DO NEWAVE HÍBRIDO (CCEE).....	40
VI. DA ADERÊNCIA DOS MODELOS À OPERAÇÃO REALIZADA.....	44



AXIA ENERGIA

a)	Da Análise Comparativa de Aderência (Match) – 2025 vs. 2024	44
b)	Do Despacho Dessem vs. Programação Diária e Operação Real (ONS)	45
c)	Dos Desvios da Geração Hidrelétrica decorrentes da Política Operativa do ONS.....	48
d)	Do Estudo da Redução da Potência Hidrelétrica em Função do Armazenamento	50
e)	Da Diferença entre Preço Spot e Custo de Despacho	55
f)	Da Dinâmica do PLD em 30.03.2026.....	56
VII.	DAS SIMULAÇÕES E RESULTADOS	59
a)	Da Avaliação do Cenário Crítico E60A21	59
b)	Da Análise de Sensibilidade dos Parâmetros de Aversão ao Risco: Avaliação do Par (20,40) ..	62
c)	Do Efeito da Representação do LRCAP nos Modelos	65
d)	Da Avaliação da Variabilidade Amostral de Pares de CVaR Aplicada ao Modelo Newave.....	67
VIII.	DAS CONCLUSÕES	72

ANEXO NOTA TÉCNICA ENVOL - Parâmetros de CVaR e VMinOP | CONSULTA EXTERNA Nº 001/202676



I. DA GOVERNANÇA DOS MODELOS

A **Resolução CNPE nº 01/2024** atribui ao CMSE a definição e divulgação dos critérios para caracterização do nível de aversão ao risco. Já a **Resolução CMSE nº 1/2025** determina procedimentos e prazos específicos para avaliar alterações nos modelos computacionais do setor elétrico, estabelecendo cronograma para o CT PMO-PLD apresentar resultados e decisões sobre vigência.

Após Consulta Pública 020/2025, a ANEEL publicou a REN nº 1.114/2025, modificando a REN nº 1.032/2022 e priorizando aprimoramentos que favoreçam o sinal de preço de curto prazo, reduzam encargos e aumentem eficiência computacional.

Para o ciclo 2026-27, o CMSE manifestou antecipadamente a intenção de manutenção da percepção de risco nos modelos computacionais, conforme as necessidades atuais do SIN, reforçando sua legitimidade nas decisões de segurança energética e impactos em operação, planejamento e formação de preços, conforme citado no Relatório CT PMO, página 5:-

“Em conformidade com o inciso I do artigo 2º da Resolução CMSE nº 01/2025, em 03 de dezembro de 2025 [4], o CMSE orientou que a percepção de risco adotada nos modelos computacionais do setor elétrico fosse mantida conforme aquela oficialmente considerada na base de dados vigente. Atendendo a essa diretriz, o grupo técnico conduziu avaliações considerando pares de CVaR distribuídos de forma simétrica em relação ao par atualmente utilizado, abrangendo opções tanto mais avessas quanto menos avessas ao risco.” (grifos nossos)

Ao contrário de outros parâmetros operacionais, que geralmente são definidos por critérios técnicos ou físicos, os parâmetros de aversão ao risco possuem uma dimensão normativa. Eles explicitam a tolerância do sistema a eventos adversos — como cenários hidrológicos críticos — e determinam como esse risco será considerado nas decisões de operação. Assim, a modelagem matemática não apenas segue evidências técnicas dentro de um contexto institucional formalizado, mas também reflete escolhas de política pública.

Neste contexto, a Consulta Externa nº 001/2026 constitui uma fase do processo de participação social, visando ampliar as contribuições dos agentes e aprimorar tecnicamente a decisão regulatória.

II. DA AVALIAÇÃO DO MECANISMOS DE AVERSÃO A RISCO NOS MODELOS

a) Da Aversão ao Risco nos Modelos de Planejamento e Formação de Preços

A incorporação de mecanismos de aversão ao risco nos modelos computacionais do setor elétrico brasileiro representa uma evolução estrutural na forma como o sistema trata a incerteza hidrológica e suas implicações econômicas. Diferentemente de modelos puramente determinísticos ou baseados exclusivamente em valor esperado, o arcabouço atualmente adotado busca internalizar os custos associados a cenários adversos, permitindo uma abordagem integrada entre eficiência econômica e segurança energética.



AXIA ENERGIA

Mecanismos de Aversão ao Risco

Nesse contexto, três elementos assumem papel central na construção da política operativa:

1. **Conditional Value at Risk (CVaR)**, Mecanismo econômico que altera a função objetivo do modelo para dar maior peso aos piores cenários hidrológicos. Sob a ótica econômica, o *Conditional Value at Risk (CVaR)* pode ser entendido como um mecanismo de precificação implícita do risco, ao induzir o modelo a considerar custos futuros relacionados a eventos adversos. A implementação dessa abordagem repercute diretamente nos seguintes aspectos:

- no nível de armazenamento dos reservatórios;
- no despacho antecipado das usinas termelétricas;
- na trajetória prevista do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Cumprе ressaltar que, diferentemente das restrições físicas, o *CVaR* não estabelece limites explícitos à operação, atuando de maneira indireta por meio da função objetivo. Essa característica propicia maior flexibilidade ao modelo, pois preserva o espaço decisório da otimização e permite que a política operativa seja continuamente ajustada em resposta às condições sistêmicas.

Sob a perspectiva econômica, o *CVaR* pode ser compreendido como um instrumento de precificação implícita do risco, na medida em que leva o modelo a internalizar custos futuros decorrentes de eventos adversos.

2. **Do Volume Mínimo Operativo (VMinOp)**: Restrição física que estabelece limites mínimos de armazenamento para garantir a governabilidade das cascatas hidráulicas;

A compreensão de suas funções individuais e, sobretudo, de sua interação, é fundamental para a avaliação da adequação da proposta regulatória em discussão.

A incorporação da aversão ao risco nos modelos busca complementar a modelagem limitada da representação física do sistema, promovendo um viés conservador nas políticas operacionais. Esse viés resulta, na prática, em maior preservação dos níveis de armazenamento e na antecipação do despacho de usinas termelétricas, mesmo quando o valor esperado isoladamente não justificaria tal medida.

O principal desafio consiste em calibrar adequadamente o grau de aversão ao risco, evitando tanto posturas excessivamente conservadoras, que elevam os custos operacionais, quanto abordagens demasiadamente otimistas, que podem colocar em risco a segurança do suprimento.

b) Da Curva de Referência (CRef) 2026

Na CRef 2026, a disponibilidade térmica e os custos (CVU) são referenciados ao PMO de novembro de 2025, e são consideradas disponíveis apenas usinas com CVU vinculado a contratos regulados (CCEAR) ou aprovado, conforme Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026.

A metodologia cria três curvas de armazenamento com montantes graduais de geração térmica:



- Curva A verde: despacho pleno até uma faixa de CVU (com exceções explicitadas na nota), com disponibilidade média no horizonte jan–nov/26 da ordem de 10.072 MWmed.
- Curva B amarela: despacho pleno até faixa mais alta de CVU, com disponibilidade média de 14.675 MWmed.
- Curva C vermelha: despacho pleno incluindo térmicas com despacho antecipado (incluindo GNL, conforme a nota), com disponibilidade média de 19.579 MWmed.

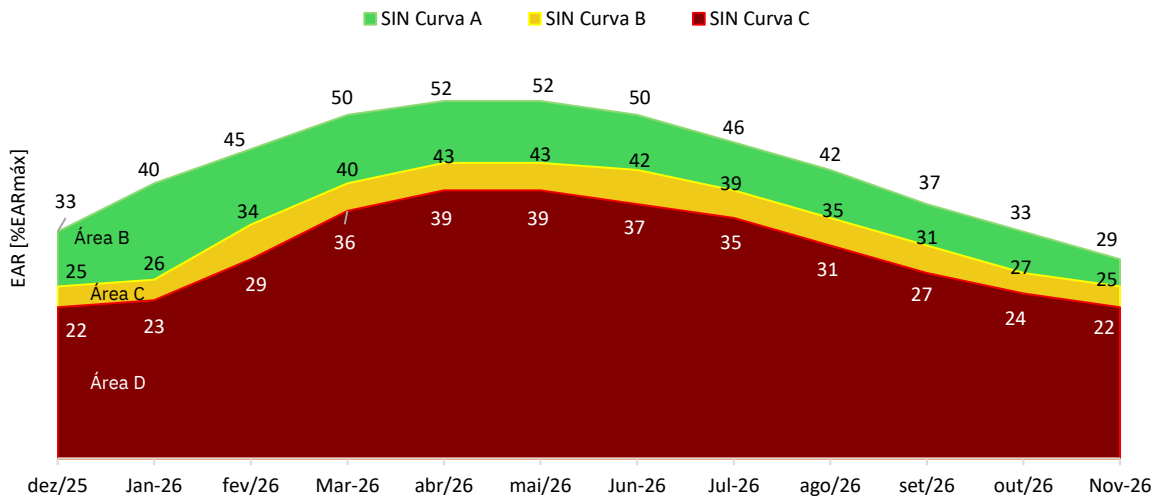


Figura 1 - Curvas Referenciais de Armazenamento de 2026. Fonte: NT-ONS DPL 0127-2025

A interpretação das curvas A (verde), B (amarela) e C (vermelha) como fronteiras de regiões (A–D) estão associadas à necessidade provável de medidas adicionais.

Tabela 1 - Implicação Prática das Curvas Referenciais 2026. Fonte Consultoria Envol.

Área da CRef	Situação do armazenamento vs. curvas	Implicação prática (despacho térmico/medidas)	Leitura de risco no fim período seco
B	Entre curvas A e B	Tendência a requerer despacho térmico entre os montantes que definiram A e B.	Risco moderado; requer decisão “graduada”.
C	Entre curvas B e C	Indica necessidade de avaliar despacho térmico adicional mais próximo do usado para definir a curva C.	Risco alto; menor margem para erro de premissa.
D	Abaixo da curva C	Nem o despacho térmico total usado para definir a curva C seria suficiente para atingir o nível de segurança ao fim do horizonte.	Risco crítico: aponta necessidade de medidas além do despacho.

A análise da Curva de Referência (CRef) evidencia que seu papel se configura como um instrumento estruturante de política operativa no curto prazo. A construção da CRef está diretamente condicionada à combinação entre cenário hidrológico conservador, nível de segurança ao final do período seco e montante de despacho térmico previamente considerado, refletindo, de forma implícita, o grau de aversão ao risco percebido pelo operador e pelo CMSE, conforme destacado na NT-ONS DPL 0127-2025:



AXIA ENERGIA

“Uma Curva Referencial de Armazenamento é estabelecida considerando que a demanda energética do SIN seja plenamente atendida, dado um cenário hidrológico conservador e um montante de geração termoeleétrica previamente despachado.”

Dessa forma, a curva passa a sintetizar, em um único referencial, decisões complexas envolvendo segurança energética, custo de operação e gestão dos estoques hidráulicos.

Adicionalmente, a estrutura em múltiplas curvas (A, B e C) de fato reforça o caráter operacional da CRef como instrumento de monitoramento e suporte à tomada de decisão, ao permitir a definição de diferentes níveis de atenção e resposta ao longo do horizonte de análise. Essa abordagem possibilita a antecipação de medidas operativas de menor custo, como o despacho gradual de usinas térmicas, reduzindo a probabilidade de acionamento de recursos mais onerosos em cenários críticos.

A construção das curvas de CRef baseia-se no parque gerador existente e projeção de carga do país para um determinado ano, diante de uma premissa de cenário hidrológico conservador. Portanto, qualquer alteração nesses parâmetros, como a saída de um importante gerador térmico ou a entrada de carga acima do previsto, exigiria a reavaliação da CRef e, conseqüentemente, do CVaR. Conclui-se, assim, que o CVaR não oferece uma avaliação estrutural do sistema, mas sim um valor contingente e de validade anual. Essa variação rotineira dos valores de CVaR pode gerar grandes distúrbios no mercado de energia, ao impactar o comportamento do preço da energia e o binômio risco-retorno dos contratos.

Por fim, a Curva Referencial de Armazenamento (CRef) consolida, em um único parâmetro, decisões complexas relacionadas à segurança energética, ao custo de operação e à administração dos estoques hidráulicos, conferindo maior objetividade ao processo decisório de curto prazo.

c) Da Revisão da Metodologia de Atendimento à CRef no ciclo 2025/26

O CT PMO/PLD apresentou, para o ciclo vigente, aprimoramentos na metodologia de seleção dos parâmetros do CVaR, com o objetivo de garantir aderência à política operativa estabelecida pela **Curva Referencial de Armazenamento (CRef)**. Os principais aspectos da nova abordagem são os seguintes:

- **Consideração de Excessos e Déficits:** Em contraste com avaliações anteriores, que priorizavam predominantemente a prevenção de déficits, a métrica de aderência passa a contabilizar tanto os **deficits** (armazenamento inferior à CRef) quanto os **excessos** (armazenamento superior à CRef) em relação à meta estabelecida.
- **Interpolações para despacho térmico** conforme o nível de armazenamento entre as curvas A, B e C, conforme definido pelo ONS.
- **Exclusão da Tolerância:** A metodologia atual **eliminou a aplicação de uma margem de tolerância** anteriormente utilizada em ciclos passados para avaliação de cada par de CVaR.

Inicialmente, reconhecemos os avanços proporcionados pela proposta de aprimoramento no processo de calibração dos parâmetros de aversão ao risco (CVaR), especialmente no que se refere à evolução metodológica do indicador de aderência à CRef.



AXIA ENERGIA

Entendemos, contudo, que a interpretação do índice de 100% de aderência à CRef, adotada como meta para o ciclo vigente, demanda uma avaliação adicional à luz das alterações introduzidas na própria métrica. A nova formulação passa a contemplar, de forma conjunta, os excedentes e déficits de geração térmica, o que representa um aprimoramento conceitual relevante. Por outro lado, essa modificação também implica uma mudança estrutural no indicador, reduzindo a comparabilidade direta com os resultados observados sob a metodologia anterior.

Ao reavaliar o desempenho do modelo vigente com base na nova métrica, observa-se que os níveis de aderência à CRef tendem a se situar em patamar superior em comparação à métrica do ciclo anterior, justamente em virtude da incorporação dos excedentes e da interpolação dos requisitos de despacho térmico. Nesse contexto, o valor aproximado de 106% associado ao modelo atual pode ser considerado referência mais representativa do comportamento do sistema sob a nova forma de cálculo.

Dessa maneira, entendemos que a adoção da **referência de 100% pode, à primeira vista, sugerir uma equivalência com o desempenho atual, que não necessariamente se verifica ao se considerar as diferenças metodológicas.**

Mais adiante, na seção “III. Da Proposta de Ajuste do Cálculo de Atendimento à CRef”, apresentamos uma possibilidade de refinamento da metodologia que tende a corrigir um viés de atendimento artificial da CRef.

d) Das Premissas e Metodologia no Relatório Técnico GT-Calibração CVaR

O Relatório Técnico GT-Calibração CVaR, do CT PMO-PLD, apresenta a avaliação do nível de aversão ao risco dos modelos computacionais (NEWAVE e DECOMP) para o ciclo 2025/2026. Os estudos prospectivos foram realizados para o horizonte de janeiro a dezembro de 2026, utilizando a base de dados do PMO de janeiro de 2026.

Curva Referencial de Armazenamento (CRef)

A metodologia fundamenta-se na busca por parâmetros que garantam a aderência da operação sinalizada pelos modelos à política operativa definida pela **Curva Referencial de Armazenamento (CRef)**.

- **Métrica de Aderência à CRef:** A principal mudança metodológica consiste na avaliação do nível de atendimento à CRef. Diferente de ciclos anteriores, a métrica agora considera excedente para cômputo da média e interpolação do requisito de despacho térmico entre as curvas.

Cenários Hidrológicos e de Armazenamento

Foram definidos quatro cenários de estresse para testar a robustez dos parâmetros:

- **E60A21:** Hidrologia extremamente crítica (60% da MLT) com reservatórios iniciais baixos (níveis de 2021).
- **E80A21:** Hidrologia crítica (80% da MLT) com reservatórios iniciais baixos (níveis de 2021).



AXIA ENERGIA

- **E60A25:** Hidrologia extremamente crítica (60% da MLT) com reservatórios iniciais preservados (níveis de 2025).
- **E80A25:** Hidrologia crítica (80% da MLT) com reservatórios iniciais preservados (níveis de 2025).

De fato, quando se observa o histórico de aflúncias dos últimos 5 anos, por representar melhor a realidade hidrológica atual, nota-se que o SIN tem operado predominantemente em condições próximas ou abaixo da média histórica. As ENAs médias anuais variaram entre aproximadamente 71% (2021) e 104% (2023) da MLT, com destaque para anos mais recentes, como 2024 (75%) e 2025 (78%), que reforçam um padrão de hidrologia mais restritiva. Adicionalmente, mesmo em anos mais favoráveis, como 2022 e 2023, observa-se elevada variabilidade sazonal, com diversos meses apresentando valores próximos ou inferiores a 80% da MLT.

Nesse contexto, a adoção de cenários de ENA de 60% e 80% da MLT nos estudos do CT PMO/PLD mostra-se aderente à realidade observada, uma vez que esses níveis capturam adequadamente tanto condições hidrológicas críticas quanto situações moderadamente adversas, que têm sido recorrentes no histórico recente. Em particular, o cenário de 80% da MLT representa de forma consistente a condição média recente do sistema, enquanto o cenário de 60% da MLT reproduz situações de estresse hidrológico. Dessa forma, os cenários adotados permitem avaliar de maneira robusta a operação do sistema sob condições representativas do regime hidrológico atual.

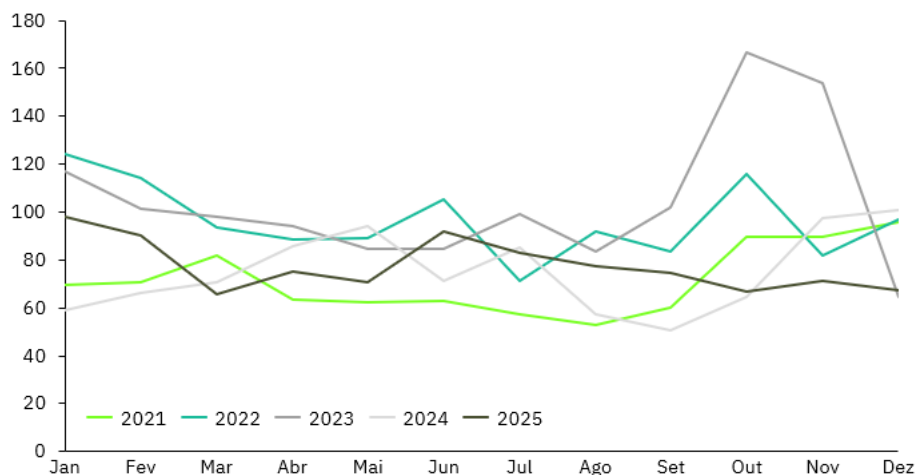


Figura 2- Histórico da Energia Afluente do SIN nos Últimos 5 Anos, %MLT

Volume Mínimo Operativo (VMinOp)

A Seção 3.1 do Relatório Técnico GT-Calibração CVaR descreve o VMinOp como um mecanismo de natureza física, destinado a estabelecer **limites mínimos de armazenamento nos reservatórios equivalentes de energia (REE)**, com o objetivo de preservar a governabilidade da cascata hidráulica e aumentar a resiliência do sistema frente à variabilidade hidrológica.

No que se refere à sua atualização, o relatório indica que os novos valores de VMinOp foram definidos com base nos **níveis de segurança ao final do período seco**, conforme utilizados na construção das



AXIA ENERGIA

Curvas Referenciais de Armazenamento (CRef) elaboradas para acompanhamento da segurança energética pelo CMSE. A atualização está fundamentada na NT-ONS DPL 0127/2025 e passa a vigorar a partir de 2026.

Os novos valores estabelecidos por REE incluem, em percentual da energia armazenada máxima, entre outros:

- **20%** para Sudeste, Paraná e Paranapanema;
- **30%** para Sul e Iguaçu;
- **23,1%** para Nordeste;
- **27,8%** para Norte.

Importante notar que o VMinOp não deve ser entendido como uma redundância do CVaR, mas como um mecanismo complementar, cuja função principal é garantir que determinadas condições operativas mínimas, muitas vezes associadas a requisitos de usos múltiplos da água, sejam respeitadas independentemente da sinalização econômica do modelo.

e) Do Resultado da Avaliação do Relatório Técnico GT-Calibração CVaR

As simulações do CT PMO-PLD indicam que o **par vigente** apresenta maior aderência ao **par do modelo agregado** utilizados pela EPE. Sendo o caso Híbrido (15,40) proposto com índice de aderência à CRef muito próximo do modelo vigente, em cerca de 106%, conforme trecho do Relatório Técnico GT-Calibração CVaR a seguir:

“Conclusão

....

Par intermediário baixo (15,35): Essa parametrização atinge 100% de atendimento à CRef, contudo ainda apresenta alguma redução dos níveis de armazenamento em determinadas combinações hidrológicas.

Par intermediário (15,40): Essa parametrização demonstrou capacidade de preservar os níveis de armazenamento sem recorrer a aumentos excessivos de geração térmica, mesmo em situações mais restritivas. Apresentou atendimento à CRef igual ao do caso Vigente, aproximadamente 106%.

De modo geral, a proposta de atualização do VMinOp pode ser considerada **tecnicamente adequada e bem embasada**, pelos seguintes motivos:

- **Convergência com a CRef:** A vinculação direta dos níveis mínimos operativos às Curvas Referenciais de Armazenamento assegura coerência entre os instrumentos de acompanhamento da segurança energética e as restrições implementadas nos modelos;
- **Fundamentação técnica sólida:** Os valores são originados de critérios consolidados, incluindo exigências regulatórias (ANA), experiência operacional do ONS e estudos técnicos recentes, o que confere rigor à definição;



AXIA ENERGIA

- **Evolução incremental:** As alterações identificadas são predominantemente **marginais e evolutivas**, evitando mudanças bruscas na sinalização operacional e favorecendo a estabilidade regulatória;

Dessa forma, **a atualização do VMinOp revela-se apropriada sob o aspecto técnico, contribuindo para aprimorar a representação da segurança operativa nos modelos**, sem provocar rupturas relevantes nas diretrizes operacionais atualmente em vigor.

f) Da Compatibilidade com o Modelo do Planejamento

Importante resgatar que a escolha do par (25,35) com Newave por Reservatório Equivalente (REE), utilizado hoje no planejamento, fez parte de discussões pretéritas da CPAMP e consulta públicas do MME que indicaram este par como mais aderente à percepção de risco do Poder Executivo e do Operador.

Antes da entrada do Newave Híbrido em janeiro de 2025, ciclo 2024-2025, vigorava também para a formação de preço e despacho do ONS o par (25,35) do CVaR. Na época da alteração para o modelo híbrido, na CP MME nº 162 de 2024 o Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024 já apontava:

*“Desse modo, a Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP recomenda a utilização do modelo **NEWAVE Híbrido com o CVaR (15,40)** para fins de planejamento da operação e formação de preço a partir do PMO de janeiro de 2025. Essa escolha é a mais apropriada uma vez que apresenta benefícios econômicos e aderência aos critérios de segurança energética do CMSE. Desta forma, procura-se aproximar à aversão ao risco do modelo Vigente, que deve permanecer em uso pela EPE durante a fase de transição. “*

No ciclo posterior, 2025-2026, a aderência entre o modelo híbrido na formação de preços e Reservatório Equivalente de Energia do planejamento foi repisada conforme carta conjunta CTA-ONS DGL 0727/2025 e CT CCEE 16108/2025:

*“5. Em complemento, o **NEWAVE Híbrido com a parametrização CVaR(15,40)** é o que apresenta os resultados operativos mais semelhantes ao **NEWAVE agregado por REE com CVaR(25,35)**, assegurando a maior compatibilidade operativa possível com os processos da EPE.”*

Necessidade de Coerência

A Resolução CNPE 01/2024 estabelece diretriz de coerência e a integração de dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos pela EPE, pela CCEE e pelo ONS, a saber:

*“Art. 1º Estabelecer diretrizes para garantir a **coerência e a integração** de dados de entrada, parâmetros, metodologias e **modelos computacionais do setor elétrico** utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.”*

Parágrafo único. Os dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos computacionais de que trata o caput incluem, dentre outros, os utilizados sob a ótica energética para o (a):



AXIA ENERGIA

I - planejamento da expansão, definição e cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração;

II - planejamento e programação da operação; e

III - formação de preço de curto prazo.”

Comparação HIB(15,40) e REE(25,35)

O Relatório Técnico GT-Calibração CVaR, na seção "5. Estudos de compatibilidade do nível de aversão ao risco dos modelos" apresenta uma análise de compatibilidade entre os níveis de aversão ao risco adotados nos modelos utilizados pelo ONS e CCEE (NEWAVE híbrido) e aquele empregado pela EPE (NEWAVE agregado por Reservatórios Equivalentes de Energia – REE).

A avaliação foi conduzida por meio de **estudos prospectivos comparativos**, nos quais diferentes parametrizações de CVaR no modelo híbrido foram confrontadas com um **caso de referência em REE com CVaR(25,35)** — atualmente utilizado pela EPE nos processos de planejamento da expansão e cálculo da garantia física.

A análise de compatibilidade consistiu em:

- Comparar as **principais variáveis operativas** (como armazenamento, geração térmica, CMO, entre outras) entre os casos;
- Avaliar os resultados em **quatro cenários hidrológicos distintos**, tratados de forma integrada;
- Utilizar a **média dos cenários** para cada variável, consolidando os resultados em mapas de cores que indicam o grau de proximidade com o caso de referência.

Essa abordagem permitiu uma avaliação abrangente da equivalência entre diferentes parametrizações de CVaR sob múltiplas condições operativas.

Resultados e Conclusão do Relatório

Há uma **tendência de convergência dos casos híbridos para parametrizações intermediárias de CVaR**, enquanto configurações mais ou menos avessas ao risco se afastam do comportamento do caso de referência;

Entre os pares analisados, a combinação **HIB(15,40)** foi, de forma geral, a que apresentou:

- Maior proximidade nas variáveis operativas;
- Melhor aderência ao comportamento do caso REE (25,35);
- Resultados consistentes em diferentes métricas, como CMO e armazenamento.

Com base nas comparações realizadas, o Relatório conclui que:

- O caso de referência **REE(25,35)** permanece representativo do nível de aversão ao risco atualmente adotado nos processos da EPE;
- O modelo híbrido parametrizado com para (15,40) apresenta comportamento operacional **compatível e aderente** a esse referencial;



- Dessa forma, a adoção do par **HIB(15,40)** nos modelos do ONS e CCEE se configura como a alternativa mais adequada para manter a coerência entre os diferentes modelos do setor.

g) Da Violação do Nível de Armazenamento da CRef

Na CRef a região abaixo da curva C representa risco crítico: aponta necessidade de medidas além do despacho, pois nem o despacho térmico total usado para definir a curva C seria suficiente para atingir o nível de segurança ao fim do horizonte.

Dentro da análise apresentada na Seção 5.2.3 (Cenário E60A21) do Relatório Técnico GT-Calibração CVaR, referente ao cenário hidrológico de maior criticidade, verifica-se que os resultados operacionais abrangem a avaliação da evolução do armazenamento do SIN e dos submercados, conforme apresentado nas Figuras 79 e 80. Além disso, os dados de energia armazenada ao término dos meses de novembro e dezembro estão consolidados na tabela a seguir.

Tabela 2 – Energia armazenada do SIN no final do Horizonte no Caso E60A21. Tabela 26 do Relatório CT PMO-PLD 001/2026

Armazenamento final – EARPF (%)		
Caso	Novembro	Dezembro
2535	22.5	25.2
1530	21.2	23.5
1535	21.9	24.3
1540	24.8	27.7
1545	25.9	28.7
1550	26.4	29.3

Embora o Relatório não identifique violação explícita dos níveis de referência da CRef, uma análise mais detalhada revela pontos que exigem atenção. Em novembro, os valores de armazenamento do SIN na Tabela 26 para os pares de CVaR (15,35) e (15,30) **ficam abaixo dos níveis de referência** da CRef. Esse aspecto deve ser considerado, pois **não aparece no índice de atendimento à CRef e reflete os baixos estoques ao fim do período seco.**



AXIA ENERGIA



Figura 3 – Energia Armazenada final por submercados – Caso E60A21. Figura 80 do Relatório CT-PMO PLD 001/2026.

Além disso, ao analisar o detalhamento por submercado apresentado na Figura 80, percebe-se que os valores de **energia armazenada final no subsistema Sudeste/Centro-Oeste** ficam abaixo dos limites operativos mínimos (VMinOp) definidos pelo ONS para determinados REEs. Considerando que a Tabela 6 do Relatório define valores mínimos em torno de **20% para os REEs Sudeste, Paraná e Paranapanema**, esse cenário pode indicar uma **violação de restrições operativas relevantes**, ainda que o texto do Relatório não trate explicitamente dessa questão.

Assim, a possível identificação de violações tanto nos níveis mínimos operativos quanto nos parâmetros de referência da CRef no cenário E60A21 ressalta a necessidade de uma análise criteriosa dos indicadores atualmente adotados. Em especial, esses resultados sugerem que **a meta de 100% de atendimento à geração térmica associada à CRef — atualmente em revisão — pode não representar o melhor parâmetro de referência.**

Dessa forma, **utilizar uma referência alinhada ao desempenho do modelo vigente — que, avaliado sob a nova métrica, apresenta índices próximos de 106% de aderência à CRef — demonstra ser mais compatível com o comportamento observado e com a manutenção do perfil de aversão ao risco considerado nos modelos.** Essa perspectiva contribui para evitar interpretações superficiais e garante maior consistência entre os indicadores e os resultados operacionais efetivos.

h) Dos Custos para os Consumidores

Conforme demonstrado na tabela e na figura a seguir, o caso HIB_1540 apresenta nível médio de aderência à CRef de 106,1%, o que, à primeira vista, sugere um viés de maior conservadorismo na política operativa, refletido também em um custo total de geração térmica de R\$ 30,6 bilhões. No



entanto, essa interpretação deve ser realizada com cautela, uma vez que a análise agregada pode mascarar diferenças relevantes entre os cenários hidrológicos e de armazenamento considerados.

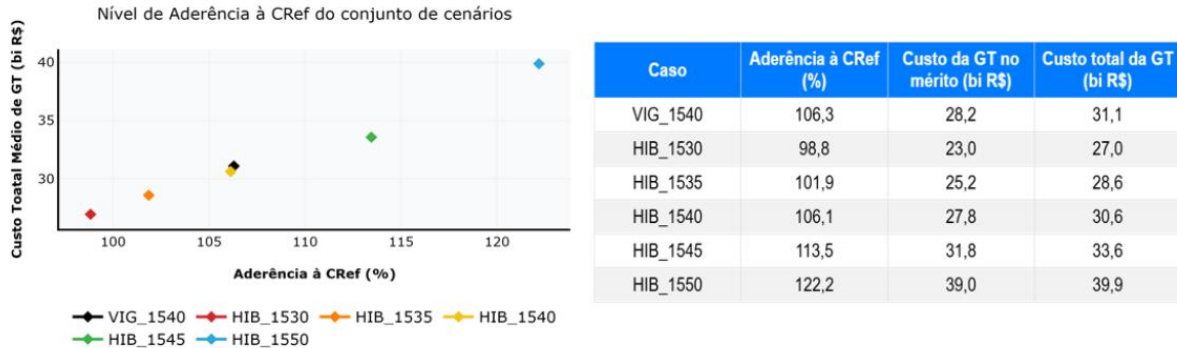


Figura 4 - Nível de Atendimento Médio da CRef para Cada Par de CVaR. Fonte Relatório CT-PMO PLD 001/2026.

De fato, como evidenciado no conjunto de resultados, níveis médios de aderência acima de 100% não implicam necessariamente excesso de conservadorismo, mas podem refletir a necessidade de maior despacho térmico em cenários específicos, especialmente aqueles caracterizados por condições hidrológicas adversas ou baixos níveis iniciais de armazenamento. Nesse sentido, a avaliação mais ampla dos resultados torna-se essencial para distinguir entre um comportamento estruturalmente conservador e uma resposta adequada às condições operativas mais críticas.

Adicionalmente, a posição do caso HIB_1540 no gráfico, situada em uma faixa intermediária de aderência e custo, indica que esse cenário apresenta um equilíbrio relativo quando comparado a casos mais conservadores, como o HIB_1550 (122,2% de aderência e maior custo), e casos menos conservadores, como o HIB_1530 (98,8% de aderência). Dessa forma, o resultado reforça a necessidade de uma análise integrada entre aderência à CRef e custos operativos, evitando conclusões baseadas exclusivamente em métricas agregadas.

O primeiro passo da análise consiste na avaliação detalhada dos resultados por meio da tabela abaixo, na qual são apresentados não apenas os níveis de aderência à CRef e os custos totais de geração térmica para cada parametrização, mas também os incrementos marginais entre os cenários, incluindo as variações de aderência (Δ aderência), variações de custo (Δ custo) e o custo marginal associado ao aumento da segurança (R\$ bilhões por ponto percentual de aderência). Essa estrutura permite transformar a análise de valores absolutos em uma avaliação incremental, evidenciando o custo efetivo de se obter ganhos adicionais de segurança.

Tabela 3 - Comparação dos Cenário por Aderência à CRef e Custos de Geração Térmica. Fonte: Envol Energy Consulting

Caso	Aderência (%)	Custo Total da GT (bi R\$)	Δ Aderência (p.p)	Δ Custo (bi R\$)	Custo marginal (bi R\$ / p.p.)
HIB_1530	98.8	27.0	-	-	-
HIB_1535	101.9	28.6	3.1	1.6	0.52



HIB_1540	106.1	30.6	4.2	2.0	0.48
HIB_1545	113.5	33.6	7.4	3.0	0.41
HIB_1550	122.2	39.9	8.7	6.3	0.72

A partir dessa tabela, observa-se que, nos primeiros incrementos de aversão ao risco, entre os casos HIB_1530, HIB_1535 e HIB_1540, o custo marginal da segurança se mantém relativamente estável, na faixa de aproximadamente R\$ 0,4 a 0,5 bilhões por ponto percentual de aderência à CRef. Esse comportamento indica que, nesse intervalo, o sistema apresenta um trade-off eficiente entre custo e segurança, no qual aumentos de conservadorismo são acompanhados por elevações proporcionais de custo.

No entanto, à medida que se avança para parametrizações mais conservadoras, observa-se uma mudança relevante nesse padrão. Em particular, na transição para o caso HIB_1550, o custo marginal se eleva significativamente, atingindo valores próximos a R\$ 0,7 bilhões por ponto percentual, indicando que ganhos adicionais de segurança passam a exigir dispêndios desproporcionais. Esse comportamento caracteriza a presença de retornos decrescentes da aversão ao risco, sinalizando uma possível aproximação de uma região de ineficiência econômico-operativa.

O segundo passo consiste na representação gráfica desses resultados, por meio da construção da fronteira custo versus segurança, apresentada no gráfico abaixo. Nessa visualização, cada ponto representa uma parametrização de CVaR, permitindo identificar a relação entre aderência à CRef e custo total de geração térmica. A região inicial da curva, destacada pela área sombreada, representa a faixa de operação eficiente, na qual o custo cresce de forma aproximadamente linear com o aumento da segurança. Já a porção final da curva evidencia uma mudança de inclinação, refletindo o aumento do custo marginal observado na análise incremental.

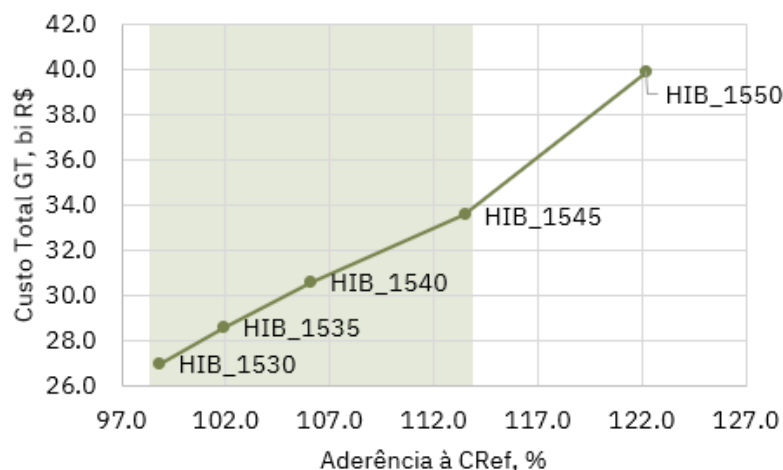


Figura 5 - Fronteira Custo vs Segurança (CRef). Fonte: Envol Energy Consulting.

Observa-se que o caso HIB_1540 encontra-se inserido nessa região eficiente, indicando que o nível de segurança adicional proporcionado por essa parametrização é obtido a um custo incremental compatível. Em outras palavras, não há evidência de excesso de conservadorismo, mas sim de uma calibração equilibrada entre risco e custo. Por outro lado, a partir de níveis mais elevados de aderência,



como no caso HIB_1550, observa-se uma mudança de inclinação da curva, com aumento significativo do custo marginal, evidenciando retornos decrescentes do aumento da aversão ao risco.

Encargo de Serviço de Sistema (ESS)

De forma complementar, sob a perspectiva dos custos associados à decisão de aversão ao risco nos modelos, observa-se que o sumário do Relatório Técnico GT-Calibração *CVaR*, elaborado pelo CT PMO-PLD, apresenta na figura a seguir um detalhamento do “Custo da GT no mérito (bi R\$)” e do “Custo total da GT (bi R\$)”. A diferença entre essas rubricas representa o custo dos encargos decorrentes do despacho por **Segurança Energética (ESS)** adotado pelo ONS. Essa distinção é fundamental, uma vez que consumidores e distribuidoras cobertos com contratos regulados (CCEAR) ou de ajuste (CCEAL) não estão integralmente sujeitos às variações da liquidação financeira ao PLD, sendo impactados pelo aumento desses encargos.

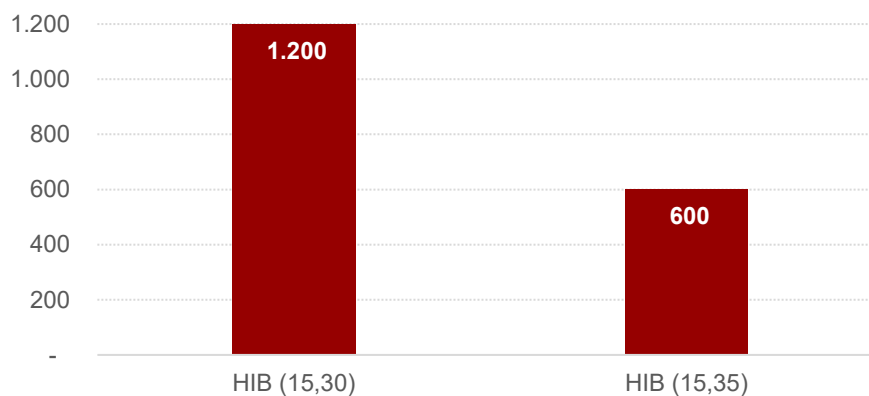


Figura 6 – Encargo de Serviço de Sistema (R\$ milhões) em relação ao caso HIB(15,40).

O custo dos agentes é determinado pelos encargos de despachos fora da ordem de mérito. Abaixo, comparamos os valores para o caso HIB(15,40):

- **HIB(15,30):** Acréscimo de **R\$ 1.200 milhões** nos encargos.
- **HIB(15,35):** Acréscimo de **R\$ 600 milhões** nos encargos.

Como mostra o gráfico, relaxar o parâmetro lambda (atualmente 40) aumenta significativamente os encargos para os consumidores do mercado livre e regulado, considerando que, atualmente sob a égide da parametrização 15,50, o despacho realizado supera todos os meses o valor apontado pelos modelos oficiais como poderemos ver mais à frente.

i) Dos Impactos Sobre o PLD: Nível, Volatilidade e Sinal Econômico

Conforme detalhado na Nota Técnica da empresa contratada Envol, a análise da dinâmica de preços foi complementada pela avaliação do comportamento do PLD entre cenários, com base em duas métricas principais: (i) o diferencial médio de preços entre a parametrização vigente (VIG_1540) e a proposta (HIB_1540) e (ii) a razão entre os valores máximos e mínimos observados em cada conjunto de cenários, utilizada como proxy da amplitude relativa dos preços.



Tabela 4 - Relação entre valores máximos e mínimos do PLD em 2026 – Parametrização. Fonte: Envol Energy Consulting. HIB_1540

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE	3,8	4,2	4,5	5,7	5,9	5,8	6,1	13,7	4,8	6,3	9,9	6,6
S	3,8	4,2	4,4	5,7	6,2	6,2	6,1	13,7	4,8	6,3	9,9	6,6
NE	3,8	4,2	13,7	13,7	12,9	5,8	2,1	1,0	7,5	8,1	13,7	10,0
N	3,8	4,2	13,7	13,7	12,9	5,8	6,1	13,7	4,8	6,3	9,9	6,6

Para a parametrização HIB_1540, observa-se um padrão sazonal bem definido ao longo do ano, coerente com a dinâmica hidrológica do sistema. Nos primeiros meses, típicos do período úmido, a dispersão do PLD se mantém relativamente baixa, com múltiplos situados, em geral, entre 3,8 e 5,7 nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, refletindo maior estabilidade de preços em razão da maior disponibilidade hídrica. À medida que o sistema transita para o período seco, entre julho e novembro, a dispersão se intensifica de forma relevante, com destaque para o pico observado em agosto, além de elevações adicionais nos meses subseqüentes, em resposta à maior sensibilidade às condições hidrológicas adversas e ao aumento da dependência de geração térmica.

Tabela 5 - Relação entre valores máximos e mínimos do PLD em 2026 – Parametrização HIB_1540. Fonte: Envol Energy Consulting.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE	5,1	4,1	6,4	5,2	5,5	6,7	7,6	5,4	6,0	10,5	13,7	8,0
S	5,1	4,1	6,2	5,1	5,9	6,7	7,6	5,4	6,0	10,5	13,7	8,0
NE	5,1	4,1	13,7	13,7	12,4	6,7	2,6	1,0	7,8	13,7	13,7	12,4
N	5,1	4,1	13,7	13,7	12,4	6,7	7,6	5,4	6,0	10,5	13,7	8,0

Nos subsistemas Norte e Nordeste, a dispersão do PLD apresenta níveis estruturalmente mais elevados ao longo de todo o horizonte analisado, frequentemente superiores aos observados no SE/CO e Sul, notadamente entre março e maio. Esse comportamento reflete limitações estruturais desses subsistemas, como menor capacidade de regularização e restrições de transmissão, que amplificam a sensibilidade da formação de preços às condições hidrológicas.

A análise do caso vigente VIG_1540 revela padrão sazonal semelhante, porém com níveis significativamente mais elevados de dispersão ao longo de todo o ano. Mesmo no período úmido, os múltiplos já se encontram em patamares superiores, indicando maior variabilidade de preços mesmo em condições hidrológicas favoráveis. No período seco, a dispersão se intensifica de forma mais acentuada, com múltiplos frequentemente superiores a 10 nos subsistemas SE/CO e Sul, evidenciando maior exposição a extremos de preço e uma dinâmica de formação de preços mais volátil.

A comparação das médias dos múltiplos entre as parametrizações consolida esse diagnóstico, ao evidenciar redução significativa da dispersão média do PLD em todos os subsistemas sob a configuração HIB_1540, especialmente no SE/CO e Sul. Ainda que nos subsistemas Norte e Nordeste a variabilidade permaneça mais elevada, observa-se redução consistente em relação ao caso vigente, reforçando o efeito positivo da parametrização híbrida, no conjunto de seus elementos metodológicos, sobre a estabilidade dos preços.



No que se refere ao nível médio do PLD, a análise do diferencial de preços entre as parametrizações indica impactos limitados e próximos da neutralidade, sem padrão persistente de elevação ou redução ao longo do ano. Tal resultado reforça que a principal alteração promovida pelo HIB_1540 não reside no patamar de preços, mas sim na sua dinâmica intertemporal e na redução da exposição a extremos.

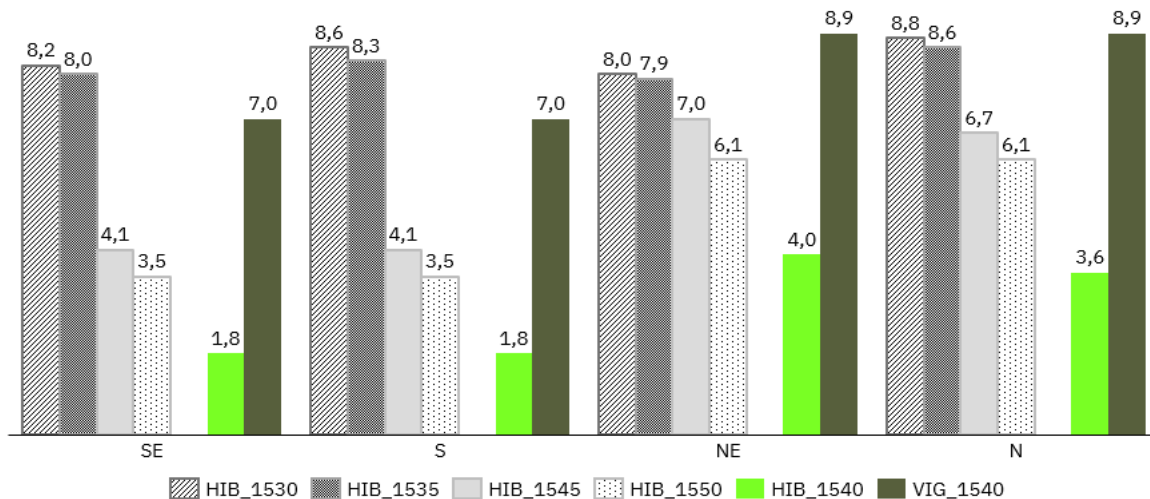


Figura 7 - Comparação da dispersão média do PLD por subsistema – HIB_1540 vs VIG_1540 Fonte: Envol Energy Consulting.

Em síntese, os resultados indicam que as parametrizações híbridas reduzem de forma relevante a volatilidade e a dispersão do PLD quando comparadas ao caso vigente, sem introduzir distorções relevantes no nível médio de preços. Nesse contexto, destaca-se o par CVaR (15,40), que apresenta a menor dispersão entre todos os casos analisados, inferior tanto ao cenário vigente quanto às configurações menos avessas ao risco, evidenciando melhor equilíbrio entre estabilidade dos sinais de preço, coerência econômica e prudência operativa do sistema.

j) Dos Impactos sobre Armazenamento, Despacho Térmico, Custos e Indicadores Econômicos

A avaliação dos impactos associados às diferentes parametrizações de aversão ao risco foi conduzida a partir da decomposição dos custos operativos do sistema, considerando não apenas o custo total de geração térmica, mas também seus principais componentes, incluindo GSF, CCEAR-D, EER, MCP e ESS. Essa abordagem permite uma análise mais granular dos efeitos da política operativa, distinguindo entre variações estruturais de custo e efeitos específicos associados a decisões operativas.

Contudo, antes de adentrar na decomposição dos custos, faz-se necessário analisar os níveis de armazenamento inicial ao longo do horizonte projetado, de forma a compreender a dinâmica de uso da água pelos diferentes cenários, avaliar a capacidade de regularização do sistema e identificar eventuais sinais de maior exposição ao risco, especialmente ao final do período seco.

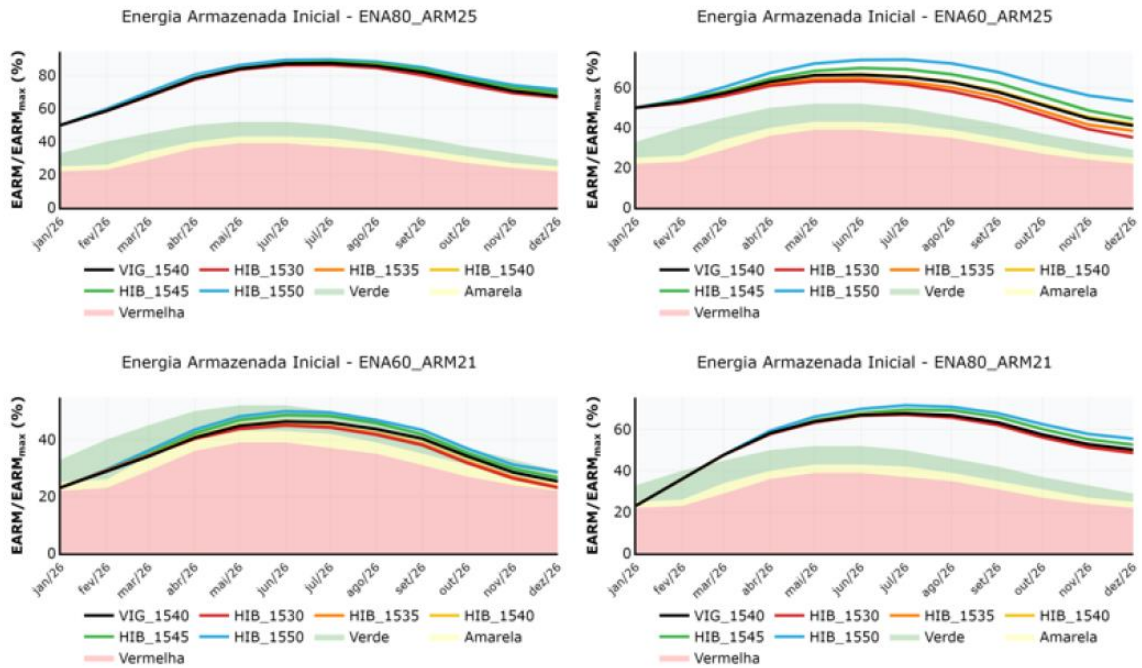


Figura 8- Energia Armazenada Inicial vs. Curvas Referenciais 2026 por Cenário. Fonte Relatório CT PMO-PLD 001/2026

A análise dos perfis de armazenamento ao longo do ano evidencia que a parametrização associada ao par (15,30) conduz sistematicamente a níveis mais baixos de energia armazenada quando comparada às demais configurações, especialmente nos cenários mais restritivos. Esse comportamento é observado de forma consistente nos quatro casos analisados, indicando uma política operativa menos conservadora, que prioriza o uso antecipado dos reservatórios. Como consequência, embora possa haver ganhos de curto prazo em termos de custo, essa estratégia reduz a capacidade de regularização do sistema ao longo do horizonte, tornando-o mais sensível a variações hidrológicas.

Esse efeito torna-se particularmente crítico ao final do período seco, quando os níveis de armazenamento sob a parametrização (15,30) tendem a atingir valores significativamente inferiores aos demais casos, frequentemente se aproximando dos limites operativos mínimos no início de novembro. Esse padrão sugere maior exposição ao risco justamente no momento mais crítico do ciclo hidrológico, reduzindo a resiliência do sistema e potencialmente exigindo medidas corretivas mais severas posteriormente, como despacho térmico fora da ordem de mérito. Dessa forma, **os resultados indicam que o par (15,30) configura uma alternativa subótima, ao comprometer a segurança energética intertemporal em troca de ganhos imediatos, evidenciando um desalinhamento em relação a uma política operativa equilibrada.**

A partir dessa leitura, o primeiro passo da análise de custos consiste na consolidação dos resultados por cenário, conforme apresentado na tabela abaixo, na qual são comparadas as diferenças de custos totais em relação ao caso de referência VIG_1540 para cada uma das combinações de hidrologia e armazenamento inicial analisadas. Essa consolidação permite identificar padrões consistentes de comportamento entre as diferentes parametrizações.



Tabela 6 - Consolidação de Impactos Econômicos por Cenário (Delta custo total em relação ao caso base). Fonte: Envol Energy Consulting

Caso	ENA80A25 (bi R\$)	ENA60A25 (bi R\$)	ENA80A21 (bi R\$)	ENA60A21 (bi R\$)	Média (bi R\$)
HIB_1530	-0.18	-6.18	-3.88	-3.12	-3.34
HIB_1535	0.50	-1.78	-1.79	-1.70	-1.19
HIB_1540	0.79	0.10	-0.30	-0.40	0.05
HIB_1545	3.29	3.61	4.00	0.55	2.86
HIB_1550	5.79	10.66	7.44	1.52	6.35

Com base nessa consolidação, observa-se que parametrizações menos conservadoras, como HIB_1530 e HIB_1535, tendem a apresentar reduções consistentes de custo na maioria dos cenários, refletindo menor despacho térmico no curto prazo. **No entanto, essa redução de custo está associada a níveis de aderência à CRef inferiores ou próximos a 100%, indicando maior exposição ao risco hidrológico e potencial necessidade de ajustes operativos em cenários críticos.**

Por outro lado, parametrizações mais conservadoras, como HIB_1545 e HIB_1550, apresentam aumentos expressivos e sistemáticos de custo em todos os cenários analisados, evidenciando um padrão de despacho térmico adicional independentemente das condições operativas. Em particular, o caso HIB_1550 apresenta elevação média de custo superior a R\$ 6 bilhões, indicando um nível de conservadorismo que resulta em aumento estrutural do custo do sistema.

Nesse contexto, **o caso HIB_1540 se destaca por apresentar comportamento economicamente equilibrado, com impacto médio próximo de zero e sem viés sistemático de aumento ou redução de custos.** Diferentemente dos demais casos, observa-se que seus resultados variam entre cenários, refletindo a capacidade do modelo de ajustar a política operativa às condições específicas de hidrologia e armazenamento inicial, sem impor um padrão rígido de despacho térmico.

Essa leitura é reforçada pela análise da decomposição dos custos, apresentada na tabela abaixo, na qual são detalhados os principais componentes do custo total para cada cenário. Observa-se que, embora aparentemente pequenas variações sejam registradas em componentes como CCEAR-D, ESS e MCP, essas não apresentam comportamento monotônico entre as parametrizações, sendo fortemente influenciadas pelas condições específicas de cada cenário.

Tabela 7 - Decomposição dos Custos (Delta custo médio de cada cenário em relação ao caso base).
Fonte: Envol Energy Consulting

Caso	Δ GSF (bi R\$)	Δ CCEAR-D (bi R\$)	Δ EER (bi R\$)	Δ MCP (bi R\$)	Δ ESS (bi R\$)	Δ Custo Total (bi R\$)	Indicador Geral
HIB_1530	- 3.67	- 0.64	0.66	0.07	0.24	- 3.34	Sub-ótimo (arriscado)
HIB_1535	- 1.76	- 0.25	0.46	0.03	0.22	- 1.19	Levemente arriscado
HIB_1540	0.05	0.25	- 0.20	- 0.01	- 0.05	0.05	Equilibrado
HIB_1545	3.25	0.82	- 0.95	- 0.07	- 0.20	2.86	Conservador
HIB_1550	6.66	1.68	- 1.43	- 0.11	- 0.44	6.35	Muito conservador



Destaca-se, em particular, o comportamento do ESS (Encargo de Serviços do Sistema), que representa o principal indicador de despacho térmico fora da ordem de mérito e, portanto, um proxy direto de ineficiência operativa. Observa-se que, para o caso HIB_1540, não há aumento relevante desse componente, ao contrário do que se verifica em parametrizações menos conservadoras, nas quais o ESS tende a se elevar de forma mais significativa em cenários críticos. Esse resultado reforça a interpretação de que o nível de aversão ao risco adotado no caso HIB_1540 não induz despacho térmico excessivo, preservando a coerência econômica da operação.

A avaliação integrada dos impactos associados às diferentes parametrizações de aversão ao risco foi complementada por uma análise de dispersão dos custos e de seus principais componentes entre os cenários considerados. Essa abordagem permite capturar não apenas o comportamento médio das variáveis analisadas, mas também sua sensibilidade às condições hidrológicas e aos níveis iniciais de armazenamento, refletindo o risco implícito de cada configuração.

Para tanto, foram utilizadas métricas baseadas na comparação das variações em relação ao caso de referência VIG_1540, incluindo a identificação dos valores máximos e mínimos observados entre os cenários, bem como a amplitude dessas variações. Especificamente, a dispersão foi avaliada para o custo total e para seus principais componentes GSF, CCEAR-D, EER, MCP e ESS, permitindo distinguir entre efeitos estruturais e efeitos associados a ajustes operativos.

No caso do custo total, a amplitude das variações entre cenários constitui um indicador direto da sensibilidade da parametrização às condições operativas, enquanto os valores extremos permitem identificar situações de maior benefício ou maior penalização econômica. De forma complementar, a análise dos componentes permite identificar a origem dessas variações, distinguindo entre aumentos estruturais de custo associados, por exemplo, a maior despacho térmico refletido em GSF e CCEAR-D e efeitos relacionados a ajustes operativos, como aqueles capturados pelo ESS.

Destaca-se, nesse contexto, **o papel do ESS como indicador de despacho térmico fora da ordem de mérito, sendo um proxy direto de risco operativo**. No entanto, a análise evidencia que a avaliação do risco não deve se restringir a esse componente isoladamente, uma vez que outras variáveis, como GSF e CCEAR-D, refletem custos estruturais associados à política operativa adotada. Dessa forma, a combinação entre dispersão do custo total e análise dos componentes como apresentado anteriormente permite uma avaliação mais completa e consistente dos impactos de cada parametrização.

Tabela 8 – Análise de Dispersão do Delta Custo Total e ESS. Fonte: Envol Energy Consulting

Caso	Amplitude Δ Custo (bi R\$)	Menor Custo (bi R\$)	Maior custo (bi R\$)	Média Δ Custo (bi R\$)	Desvio Padrão Δ Custo (bi R\$)	Amplitude Δ ESS (bi R\$)	Maior ESS (bi R\$)
HIB_1530	6.00	-6.18	-0.18	- 3.34	2.48	0.51	1.94
HIB_1535	2.30	-1.79	0.50	- 1.19	1.13	0.47	1.94
HIB_1540	1.19	-0.40	0.79	0.05	0.54	0.18	1.29
HIB_1545	3.45	0.55	4.00	2.86	1.57	0.56	0.91
HIB_1550	9.14	1.52	10.66	6.35	3.80	1.06	0.41



A análise de dispersão dos resultados evidência, em primeiro lugar, diferenças relevantes na sensibilidade dos custos entre cenários para cada parametrização. Observa-se que a amplitude do Δ custo total é significativamente elevada nos casos extremos, atingindo R\$ 6,00 bi no HIB_1530 e R\$ 9,14 bi no HIB_1550, indicando forte dependência das condições hidrológicas e operativas. Em contraste, **o caso HIB_1540 apresenta a menor amplitude (R\$ 1,19 bi), evidenciando maior estabilidade dos resultados.** Esse comportamento é reforçado pelo desvio padrão, que também é o menor nesse caso (R\$ 0,54 bi), indicando que não apenas os extremos são mais próximos, mas que a variabilidade como um todo é reduzida. Dessa forma, o HIB_1540 se destaca como a parametrização mais robusta do ponto de vista da dispersão do custo.

A relação entre o desvio padrão e a média dos resultados permite aprofundar essa análise ao evidenciar o grau de instabilidade relativa de cada configuração. Nos casos HIB_1530 e HIB_1535, observa-se que o desvio padrão representa uma fração significativa da média absoluta (R\$ 2,48 vs -3,34 bi e R\$ 1,13 vs -1,19 bi, respectivamente), indicando que a variabilidade não é desprezível frente ao efeito médio. Em particular, no caso HIB_1535, essa proximidade entre desvio padrão e média sugere que o ganho de custo não é uniforme entre cenários, sendo acompanhado por variações relevantes. Já no caso HIB_1550, o desvio padrão também é elevado (R\$ 3,80 bi) em relação à média (R\$ 6,35 bi), indicando que o conservadorismo estrutural se intensifica de forma desigual entre cenários, ampliando o custo em situações mais adversas.

Do ponto de vista de assimetria, a análise torna-se mais precisa ao comparar o valor absoluto da média com metade da amplitude, permitindo avaliar o posicionamento da média dentro do intervalo de resultados. Nesse sentido, o índice de assimetria evidencia diferenças claras entre os pares analisados. Para o caso HIB_1535, esse índice é aproximadamente 1,03, indicando que a média se encontra próxima ao limite do intervalo, caracterizando uma distribuição assimétrica com viés negativo, ou seja, os resultados estão concentrados em torno de reduções de custo, com menor compensação em cenários adversos. Já para o caso HIB_1545, o índice é significativamente mais elevado, aproximadamente 1,65, evidenciando que a média se encontra ainda mais deslocada em relação ao centro do intervalo, porém no sentido oposto, caracterizando uma assimetria positiva mais intensa, associada a um viés estrutural de aumento de custo.

Essa comparação direta entre HIB_1535 e HIB_1545 revela um ponto importante: embora ambos apresentem níveis de dispersão relativamente moderados quando comparados aos extremos, o HIB_1545 é mais assimétrico do que o HIB_1535, indicando um deslocamento mais pronunciado da média dentro do intervalo de resultados. Em termos práticos, isso significa que o HIB_1535, apesar de ainda assimétrico, encontra-se mais próximo de um comportamento balanceado do que o HIB_1545. No entanto, a natureza dessa assimetria difere: enquanto o HIB_1535 apresenta viés negativo, associado à redução de custo e potencial maior exposição ao risco, o HIB_1545 apresenta viés positivo, refletindo maior conservadorismo e internalização de custos.

Por fim, a análise integrada entre dispersão, desvio padrão e assimetria reforça que **o HIB_1540 é a única configuração que combina simultaneamente baixa variabilidade, centralidade da média e ausência de viés estrutural.** Já o HIB_1535, embora apresente desempenho próximo em termos de custo médio, revela-se assimétrico e inclinado à redução de custo, enquanto o HIB_1545 apresenta assimetria ainda mais pronunciada, porém no sentido de aumento de custo. Dessa forma, pelo critério



de simetria dos resultados, o HIB_1535 pode ser interpretado como uma solução intermediária mais próxima do equilíbrio do que o HIB_1545, ainda que ambos permaneçam distantes do comportamento verdadeiramente simétrico observado no HIB_1540.

III. DA PROPOSTA DE AJUSTE DO CÁLCULO DE ATENDIMENTO À CREF

Considerando a recente evolução metodológica no cálculo da aderência à CRef — detalhada em seção anterior e caracterizada pela integração de excedentes de geração e pela eliminação de margens de tolerância —, nota-se uma alteração estrutural no referencial de desempenho. Tendo em vista que o comportamento do sistema sob esta nova ótica converge para o patamar de 106%, a manutenção estrita da meta de 100% demanda uma reavaliação quanto a sua real equivalência e aplicabilidade, aspecto a ser aprofundado a seguir.

a) Da Consideração da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) e suas Distorções

A partir da Nota Técnica Conjunta ONS, CCEE e EPE (“Proposta de Aprimoramento do Processo de Calibração dos Parâmetros de Aversão ao Risco (CVaR)”, de Dezembro/2025), destaca-se o seguinte excerto:

“Os estudos são encadeados mês a mês, de forma que o estado final de armazenamento de cada estágio é utilizado como condição inicial do estágio subsequente. Essa abordagem permite capturar a dependência temporal real da operação, refletindo a influência das decisões de curto prazo sobre os resultados futuros.

Além disso, a metodologia busca, de modo aproximado, capturar a lógica de monitoramento e despacho fora da ordem de mérito, emulando de forma simplificada, mas coerente, as condições de tomada de decisão observadas na prática. Assim, ao final de cada estágio, são avaliados o nível de armazenamento alcançado, o requisito térmico e, caso a geração térmica obtida por ordem de mérito seja inferior ao requisito definido, uma nova rodada do modelo DECOMP é executada (2ª fase), forçando a geração térmica até o montante requisitado, emulando uma geração fora da ordem de mérito, conforme esquematizado na Figura 5. Dessa forma, procura-se obter uma representação mais próxima da lógica de operação do sistema, em que o despacho térmico adicional contribui para o aumento do armazenamento.”(grifos nossos)

Figura 5 – Estudo encadeado duas fases

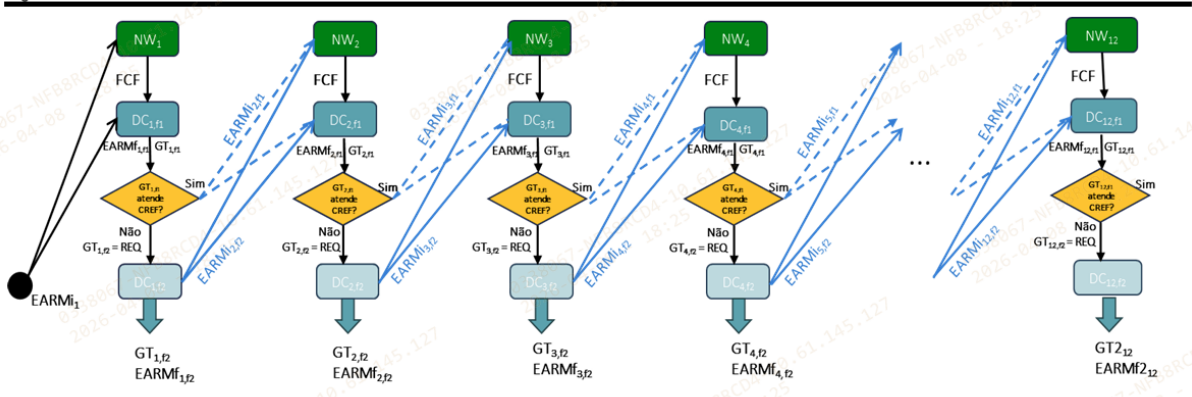


Figura 9 – Estudo encadeado Newave-Decomp. Fonte: NT Conjunta ONS, CCEE e EPE.



AXIA ENERGIA

A eventual ultrapassagem da Curva de Referência (CRef) não deve ser interpretada como um parâmetro rígido (*hard constraint*), nem implica que o despacho de volumes adicionais de recursos resulte, automaticamente, em ganhos de segurança operativa desnecessários a custos elevados. O equilíbrio entre segurança e operação precisa ser avaliado com cautela, e não há evidência de custos excessivos ou ineficientes associados ao par vigente. Conforme demonstrado na Nota Técnica elaborada pela Envol, anexada a este trabalho, observa-se uma relação linear no trade-off dos pares (15,30) a (15,40).

Cumprir destacar, ademais, que a metodologia adotada **não é, em si, inadequada**. Trata-se de uma metodologia válida, especialmente quando consideradas as simplificações inerentes aos modelos de médio e longo prazo, notadamente o NEWAVE e o DECOMP. Não obstante, foi identificada uma **inconsistência metodológica que demanda refinamento**, na medida em que determinados resultados passam a sugerir níveis de atendimento à CRef superiores àqueles que, de fato, deveriam ser indicados pelos próprios modelos sob diferentes parametrizações.

Esta constatação é crítica, dado que diversos agentes (*stakeholders*) vêm classificando como "aceitáveis" pares de CVaR de menor aversão ao risco, baseando-se em índices de aderência à CRef superestimados no Relatório CT PMO-PLD 001/2026.

Nesse contexto, o CT PMO-PLD está correto ao buscar emular a lógica da operação efetivamente conduzida pelo ONS. Todavia, ao incorporar, ainda na etapa de calibração dos modelos para atendimento à CRef, elementos associados ao despacho fora da ordem de mérito, que ocorrem expost, à margem da solução modelada, acaba-se por produzir, na prática, uma **superestimação artificial do atendimento à CRef**. A função primordial da calibração do CVaR é justamente testar a aderência dos resultados estritamente modelados à realidade operativa, razão pela qual a calibração deveria se apoiar exclusivamente nos resultados dos modelos encadeados, avaliando-se, em momento posterior, os efeitos decorrentes da emulação do despacho real para as outras métricas como realizado pelo CT PMO-PLD.

O ponto central reside no fato de que, ao iniciar o mês subsequente com níveis de reservatório mais elevados, em função de complementações como a GFOM, reduz-se o requisito térmico do período seguinte. Essa redução do denominador eleva, mecanicamente, o percentual de atendimento à CRef e, a depender dos cenários hidrológicos, tal efeito pode se repetir de forma sequencial ou intermitente ao longo do horizonte, criando uma **percepção distorcida de aderência à CRef superior àquela efetivamente observada na operação real**.

Considerando que a metodologia é relativamente recente e que incorporou inovações relevantes no presente ciclo, é natural que tais distorções não tenham sido plenamente identificadas de imediato pelo CT PMO-PLD. Nesse sentido, o processo de escrutínio público cumpre papel fundamental ao permitir a incorporação das percepções técnicas dos agentes, contribuindo para o aprimoramento contínuo da metodologia e para o fortalecimento da coerência entre planejamento, modelagem e operação do sistema.



AXIA ENERGIA

b) Da Proposta de Ajuste

Para fins de calibração da aversão ao risco, entende-se que o objetivo primordial é aferir se a parametrização do modelo reflete integralmente a percepção de risco do Operador de forma endógena — isto é, sem a dependência da GFOM, que constitui uma intervenção exógena concebida justamente para suprir a falta de sinal de preço e despacho do próprio modelo. Se os parâmetros avaliados não traduzem essa percepção com segurança, tal insuficiência deve ficar evidenciada nos resultados brutos. Logo, a simulação deve preservar a sinalização original do modelo, abstendo-se da distorção gerada pela inserção forçada da GFOM.

Nesse sentido, **propõe-se como ajuste metodológico** indispensável para o presente ciclo de calibração **a exclusão da "2ª fase" de execução do modelo Decomp (etapa que injeta a GFOM) no âmbito do estudo encadeado Newave-Decomp, exclusivamente para fins de cálculo de atendimento da CRef.**

É importante esclarecer que **não se pretende afastar ou substituir a metodologia consagrada pelo CT PMO-PLD**, mas sim complementá-la. **O encadeamento realizado em uma fase do modelo Newave-Decomp tem por objetivo aferir o atendimento à Curva de Referência (CRef), enquanto a metodologia originalmente adotada pelo Comitê se presta, precisamente, a testar os efeitos decorrentes da aplicação dos diversos pares de CVAR.** Esse procedimento inclui a consideração do GFOM como elemento complementar à geração resultante dos modelos energéticos, em conformidade com a política operativa estabelecida pelo ONS, **permitindo avaliar de forma integrada seus reflexos sobre a segurança do sistema e os custos associados.**

A seguir apresentamos resultados com a simulação da retirada da Geração Fora da Ordem de Mérito (sem GFOM), comparada com o cenário que considera essa geração (Operação). Para o **Par(15,35)** observamos redução média de 101,9% para 94,0% (-7,9pp) na aderência à CRef considerando os quatro cenários hidrológicos, conforme gráfico a seguir.



Impacto GFOM: **Par(15,35)** | Aderência à CRef



Figura 10 – Impacto GFOM para o **Par(15,35)** na aderência à CRef.

Para o **Par(15,40)** observamos redução média de 106,1% para 96,0% (-10,1pp) na aderência à CRef considerando os quatro cenários hidrológicos, conforme gráfico a seguir.

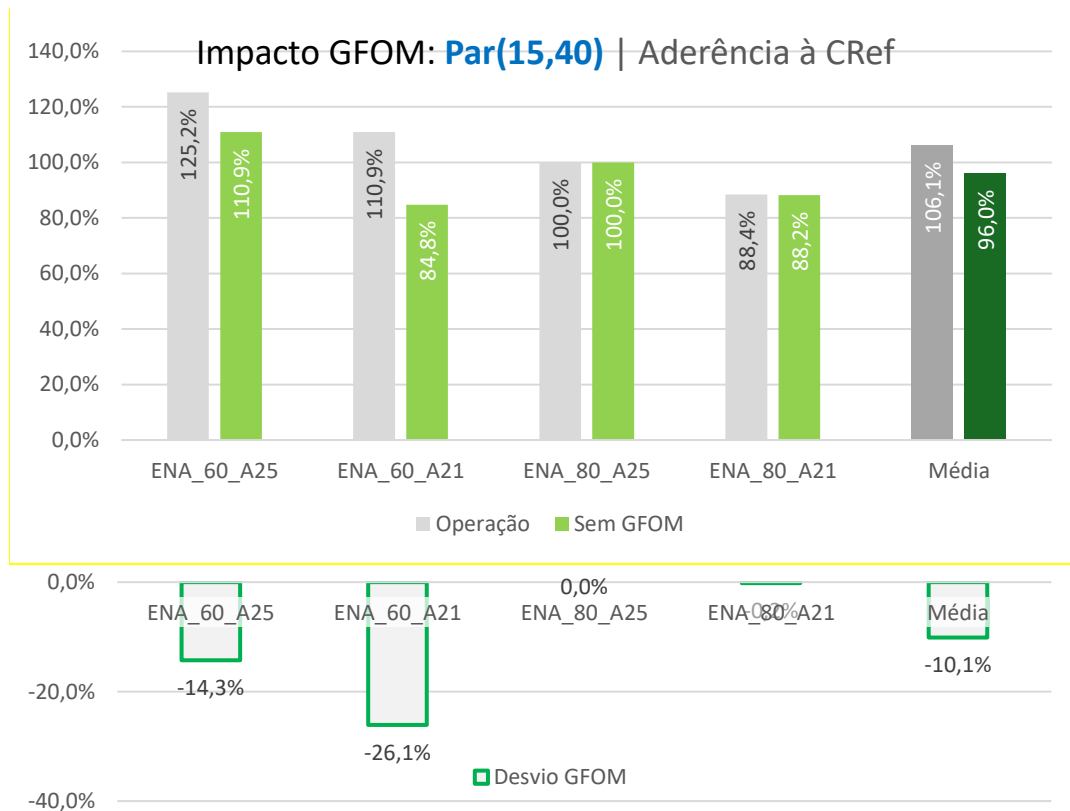


Figura 11 | Impacto GFOM para o **Par(15,40)** na aderência à CRef.

Os resultados evidenciam que todos os cenários simulados apresentam valores de atingimento da CRef significativamente inferiores ao caso oficial (CT PMO-PLD) e, em qualquer hipótese, abaixo de 100%. Pela lógica do conceito exposto, é razoável esperar que a mesma tendência de queda se verifique em todos os cenários, bem como nos valores médios de atingimento da Cref para os diversos pares analisados.

A alegada ultrapassagem da Curva de Referência (CRef), da ordem de 106%, revela-se, na realidade, como insuficiência de atendimento para o par vigente (15,40), uma vez que o percentual efetivo de atingimento corresponde a aproximadamente 96%, motivo pelo qual se recomenda a manutenção da parametrização atual.

Diante desse quadro, impõe-se a revisão da metodologia e dos cálculos, de modo que o CT PMO-PLD possa consolidar e divulgar, de forma oficial e transparente, os valores a serem apresentados a todos os agentes. A constatação de que o par vigente se situa abaixo de 100% da CRef, somada à manifestação antecipada do CMSE pela manutenção da política de aversão ao risco, reforça as demais conclusões já delineadas — em especial a de que o par atualmente adotado é o mais aderente às condições reais do sistema.



IV. DA SEGURANÇA ENERGÉTICA E CONFIABILIDADE

a) Da Redução da Capacidade de Regularização do SIN

O Planejamento e a Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) têm enfrentado uma mudança estrutural em sua métrica de confiabilidade energética. Historicamente, o parque gerador brasileiro foi dimensionado para prover **regularização plurianual**, característica de sistemas com grandes reservatórios de acumulação. Contudo, a evolução do mix de geração na última década aponta para uma redução sistemática do **Grau de Regularização (GR)** do sistema.

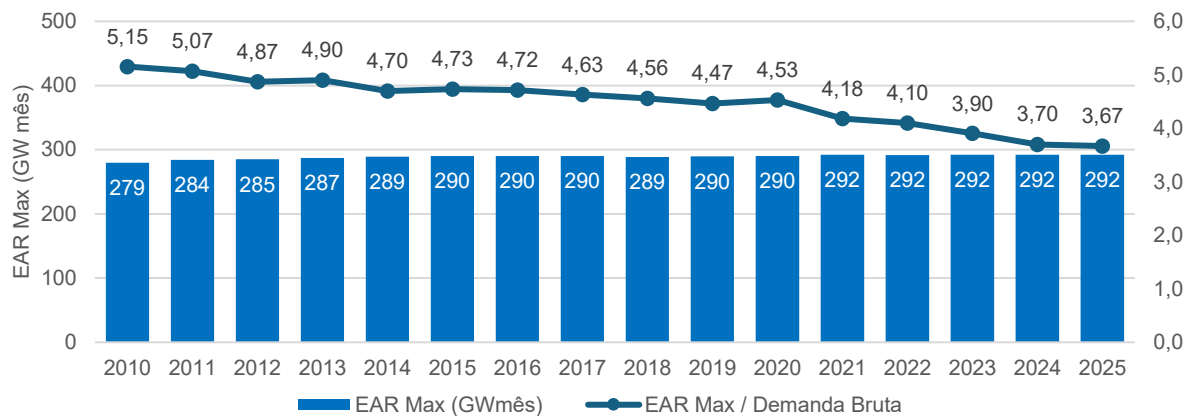


Figura 12 - Relação EAR Max vs. Demanda (meses de estoque)

A análise dos dados históricos e das projeções para 2025 revela um descompasso entre a expansão da capacidade de estocagem e o crescimento da carga:

1. **Estagnação da Energia Armazenada Máxima:** Conforme observado no gráfico, a capacidade total de armazenamento do SIN apresentou uma variação de apenas **4,6%** entre 2010 (279 GW-mês) e 2025 (292 GW-mês). Este cenário decorre da opção preferencial por usinas hidrelétricas com restrições de reservatório (fio d'água), que priorizam a geração a partir da vazão afluente direta.
2. **Redução da Autonomia em Meses de Estoque:** O indicador que correlaciona a com a Demanda Bruta (Carga) apresenta uma trajetória descendente contínua. Em 2010, o sistema detinha uma reserva teórica de **5,15 meses** de carga. Projeta-se que este valor decline para **3,67 meses** em 2025, representando uma perda de **28,7%** na resiliência do estoque energético nominal.

A transição de um sistema de "regularização plurianual" para um de "regularização sazonal" (ou mesmo mensal em períodos críticos) impõe novos paradigmas à coordenação da operação:

- **Aumento da Volatilidade do Custo Marginal de Operação (CMO):** Com menores janelas de autonomia, o sinal de preço (PLD) torna-se altamente sensível à volatilidade hidrológica de curto prazo. A ausência de um "colchão" robusto exige que o sistema reaja prontamente a frustrações de afluência, resultando em oscilações bruscas nos patamares de preço.



- **Gestão de Flexibilidade e Ponta:** A redução do armazenamento proporcional eleva o desafio de gestão da ponta de carga. O ONS deve operar os reservatórios remanescentes de forma a garantir não apenas energia (volume), mas também **potência e flexibilidade**, especialmente para compensar a intermitência das fontes renováveis variáveis (eólica e solar).
- **Confiabilidade e Armazenamento de Segurança:** Para mitigar o risco de desatendimento, a política de operação tem priorizado a manutenção de **níveis de armazenamento de segurança**. Tais níveis funcionam como uma salvaguarda para a estabilidade do suprimento, garantindo que o sistema mantenha a integridade operativa diante de eventos hidrológicos extremos ou falhas de previsão de carga.

O cenário delineado pelo gráfico ratifica que a expansão da carga não foi acompanhada por um incremento proporcional na capacidade de acumulação hidrológica. Esse novo equilíbrio estrutural exige uma operação mais conservadora e técnica. Como resultado, **maior desafio na operação exigindo que cada vez mais seja importante manter níveis de armazenamento de segurança para confiabilidade do serviço de energia elétrica.**

b) Do Atendimento à Demanda de Ponta

Em 18.03.2026 foi realizado o leilão do LRCAP 2026, que contratou 18.977 MW de potência de UHEs, UTEs a Carvão e Gás Natural, envolvendo investimentos da ordem de R\$ 64,5 bilhões, com a partir da fonte termelétrica e hidrelétrica em produtos do ano 2026 ao ano 2030.

Em 20.03.2026 ocorreu outro LRCAP, onde foram contratados 382,89 MW de potência disponível de UTEs a óleo diesel, 98,4 MW a biodiesel e 20 MW a óleo combustível.

Os leilões LRCAP de 2026, calcado em requisitos do sistema calculados pela EPE e ONS, evidenciam as atuais limitações de potência e flexibilidade do sistema elétrico que exigem a contratação adicional por meio dos leilões.

O ONS tem manifestado sua intenção de promover o armazenamento estratégico de energia nos reservatórios para atendimento à ponta, especialmente no período seco, o que requer a antecipação da sinalização do despacho termelétrico prudente para garantir os níveis de potência das UHEs.

Diagnóstico do ONS

A manutenção de níveis adequados nos reservatórios é fundamental para mitigar o risco de criticidade energética e garantir flexibilidade operativa, especialmente no atendimento aos horários de ponta do sistema. O ONS tem enfatizado, de forma cada vez mais frequente, os desafios associados a esse atendimento mesmo havendo folga na oferta estrutural de energia. A título de exemplo, no PAR/PEL 2024, o ONS trouxe um detalhamento da rampa da geração hidrelétrica para atendimento à ponta que deve passar de cerca de 25 GW em 2024 para 50 GW em 2028, conforme vemos nos gráficos a seguir.



AXIA ENERGIA



Figura 13 – Rampa da fonte hidráulica. Fonte PAR-PEL 2024.

Mais recentemente, no RT ONS DGL 0189 / 2025, o ONS realizou estimativa similar para o ano de 2029, conforme figura a seguir, que mostra uma rampa de geração hidrelétrica ainda mais íngreme de cerca de 40 GW.

Figura 5-15: Projeção da Modulação das Fontes no Atendimento à Demanda Prevista para a Curva de Carga de um dia útil de 2029 – Base CUST

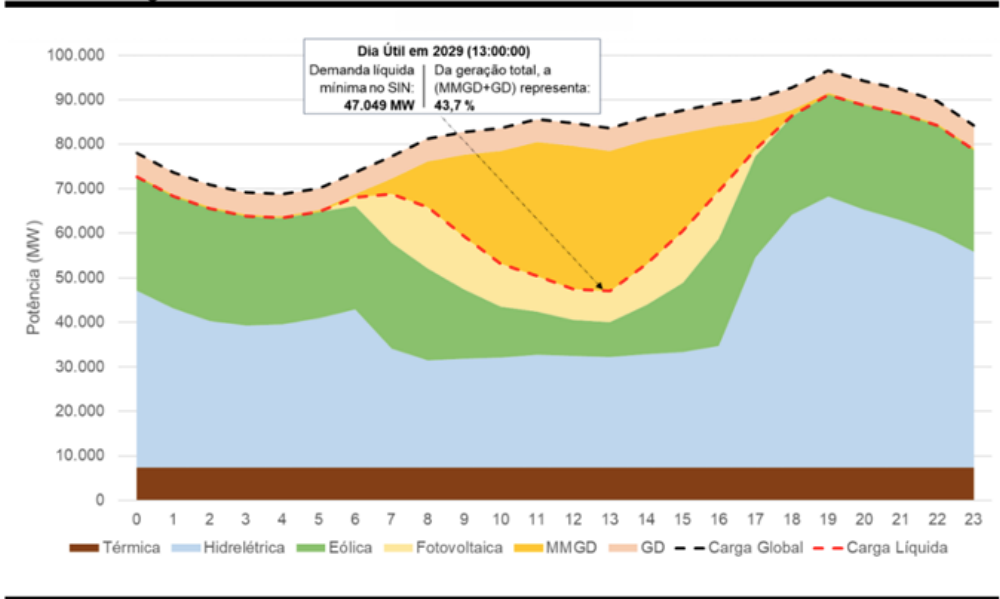


Figura 14 – Curva de Atendimento à demanda. Fonte ONS RT ONS DGL 0189 / 2025.

Ainda, no estudo do PEN 2025, apresentado pelo ONS, é mostrada a crescente dificuldade de atendimento à ponta com maior exigência de variação na geração hidrelétrica, a saber:

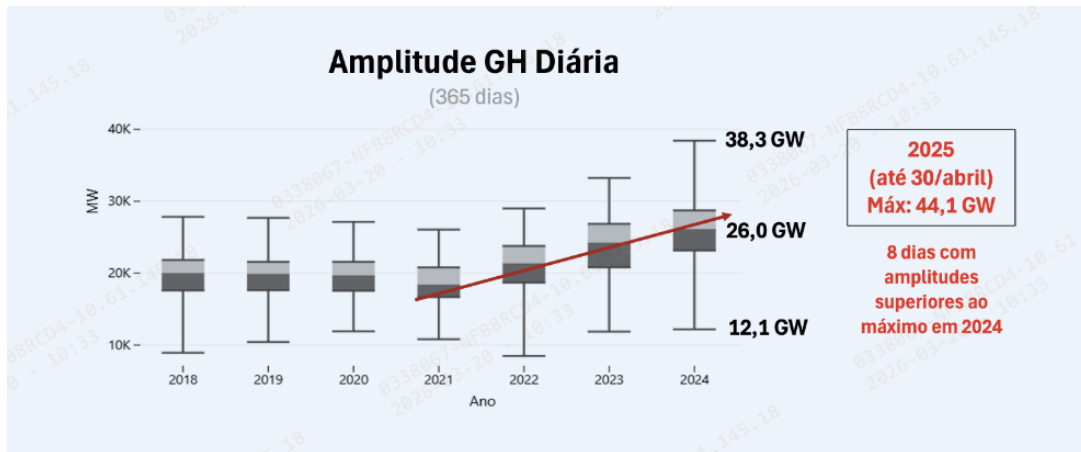


Figura 15 – Amplitude da Geração Hidrelétrica. Fonte ONS PEN 2025

“Em 2024, 75% das amplitudes diárias de geração hidrelétrica estavam acima de 23 GW, com máximas superiores a 28,6 GW. Até abril de 2025, as amplitudes já alcançaram 44,1 GW, superando, em oito dias, o máximo de 2024. Nota-se que, a partir da maior penetração de fontes lastreadas em energia solar, vem se verificando aumento das faixas operativas pelas quais a geração hidrelétrica excursiona ao longo do dia, evidenciando o crescente serviço prestado de regularizar o desequilíbrio entre a demanda e a geração das demais fontes.”

Dado o crescimento de fontes não despacháveis em especial a MMGD, para os próximos anos até 2029 o ONS projeta desafios ainda maiores para flexibilidade de geração hidrelétrica no SIN conforme gráficos a seguir.

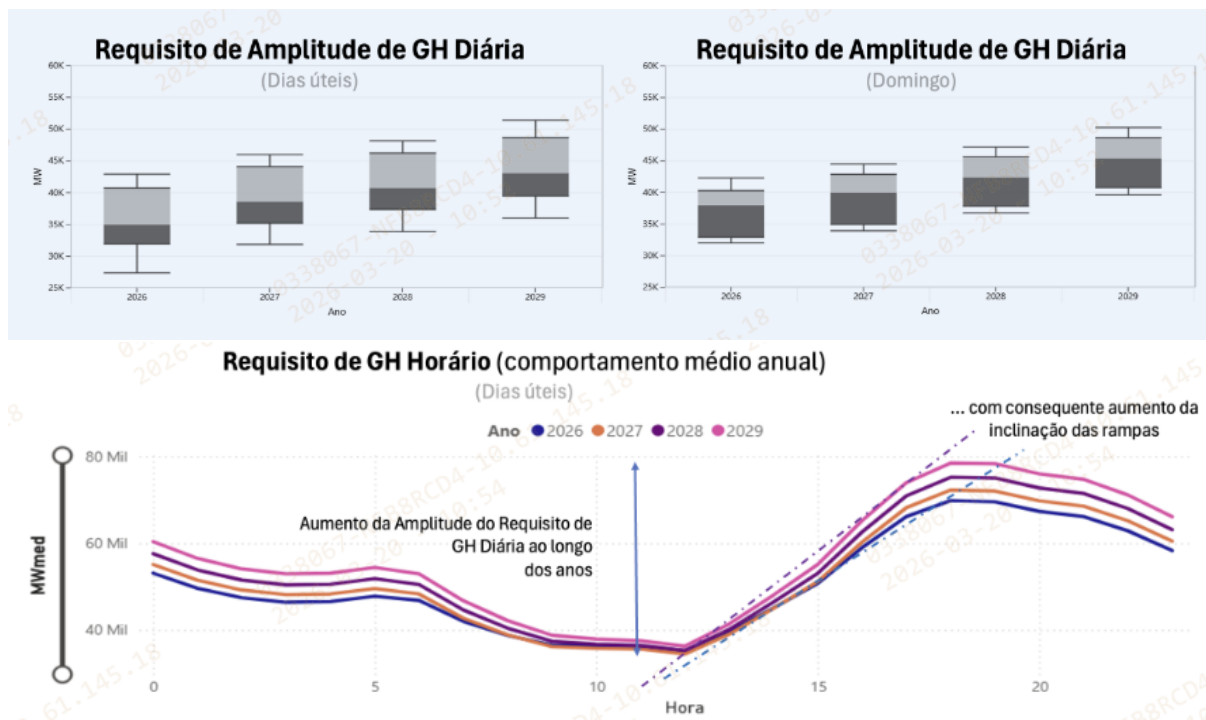


Figura 16 – Requisito e Amplitude da Geração Hidrelétrica. Fonte ONS PEN 2025



Diante do exposto, **defendemos que os níveis atuais de aversão ao risco sejam mantidos para o atendimento à CRef concomitante a avaliação dos valores mínimos operativos que permitam flexibilidade suficiente para o atendimento à demanda à ponta de carga alinhado à manifestação antecipada do CMSE** em dezembro de 2025.

c) Do Custo do Arrependimento

Como abordado na seção anterior “Atendimento à demanda de Ponta”, a manutenção de níveis mínimos nos reservatórios é fundamental para mitigar o risco de racionamento energético e garantir flexibilidade operativa, especialmente no atendimento aos horários de ponta do sistema. O ONS tem enfatizado, de forma mais frequente, os desafios associados a esse atendimento mesmo havendo folga na oferta estrutural de energia.

Nesse contexto, destacamos o custo de arrependimento do despacho termelétrico realizado fora da ordem de mérito nos sistemas elétricos cada vez mais relevante no contexto da operação de sistemas hidrotérmicos com alta participação de fontes renováveis intermitentes e redução da capacidade de regularização. O custo de arrependimento engloba custo econômico, energético e sistêmico decorrente da decisão de postergar o despacho termelétrico necessário, resultando em perdas de oportunidade, exposição a condições hidrológicas desfavoráveis futuras e aumento de encargos setoriais. Nesse contexto, o custo de arrependimento pode ser desmembrado nos fatores a seguir.

- **Perda de Armazenamento para atendimento à ponta.** Ao evitar o despacho térmico no presente, pode-se reduzir excessivamente os níveis dos reservatórios abaixo dos valores mínimos estabelecidos pelo ONS levando a situações cada vez mais desafiadoras no atendimento à ponta de carga do sistema. O acionamento de termelétricas tem sido cada vez mais frequente e a custos maiores com o encerramento dos CCEARs na situação Merchant, especialmente com baixo nível dos reservatórios.
- **Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) e Deslocamento das Hidrelétricas.** O despacho termelétrico não comandado pelo DESSEM ocorre fora da lógica de otimização econômica dos modelos (ordem de mérito). Isso acarreta encargos ao consumidor (ESS), pois a diferença entre o custo da térmica despachada e o PLD é coberta pelo sistema, aumentando os custos para todos. Ainda, deslocam a geração hidrelétrica sem o devido reconhecimento do valor da água causando prejuízos econômicos, dado que obriga os geradores a comprarem energia no MCP a preço altos sem dar-lhes a escolha sobre o momento ótimo de geração, incluindo desperdícios de água noutros momentos por meio de vertimento turbinável.
- **Incertezas Climáticas e Risco de Suprimento.** Em um cenário de mudanças climáticas e maior variabilidade hidrológica, postergar o despacho térmico significa assumir riscos crescentes de não atendimento à demanda no futuro. Esse risco precisa ser precificado nos modelos e uma das formas é a aversão ao risco nos modelos (ex. *CVaR*)

Por fim, a materialização do risco de suprimento culmina no racionamento, cujo custo para a sociedade é mensurado pelo Custo do Déficit. Diferente dos custos operativos de despacho termelétrico, o CD reflete a perda de utilidade econômica do consumo de energia, sendo estruturado em patamares que representam desde pequenos ajustes de carga até cortes profundos com



impactos severos no PIB e no bem-estar social. No modelo de otimização hidrotérmica, o racionamento é a última fronteira de decisão: quando o custo esperado da energia futura (valor da água) supera o custo do déficit, o sistema opta pelo corte preventivo. Portanto, o custo de arrependimento de um despacho conservador deve ser sempre confrontado com o custo exponencial de uma falha de suprimento, que impõe ao mercado não apenas preços de liquidação no teto (PLD Máximo), mas também prejuízos sistêmicos de longa recuperação.

d) Do Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR)

Como introdução, observamos a ocorrência de déficits hídricos em bacias relevantes do Sistema Interligado Nacional, tal como no Paranaíba, Grande e Calha Principal do Paraná mostrados a seguir:

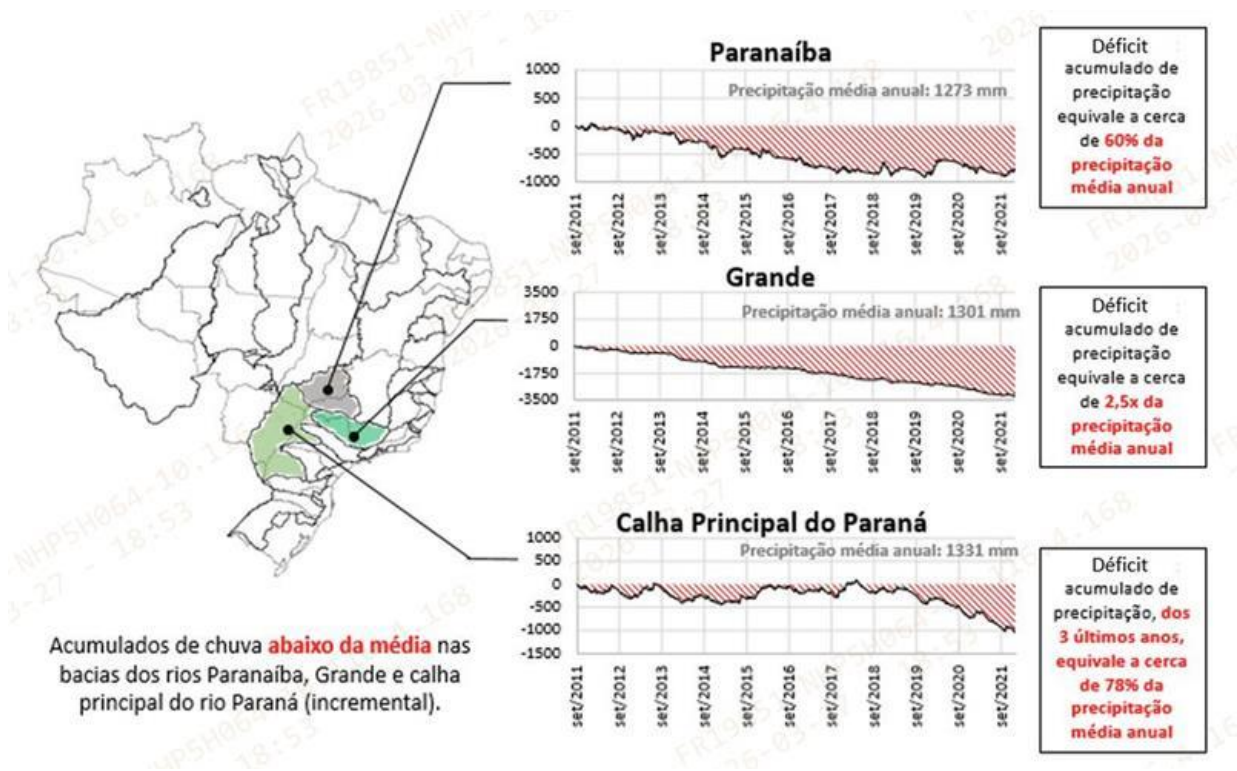


Figura 17 – Déficit Hídrico no Paranaíba, Grande e Calha Principal do Paraná. Fonte: PRR.

O PRR teve como central para manter níveis de armazenamento seguros com apresentação de frentes e metas ilustrados abaixo:



AXIA ENERGIA

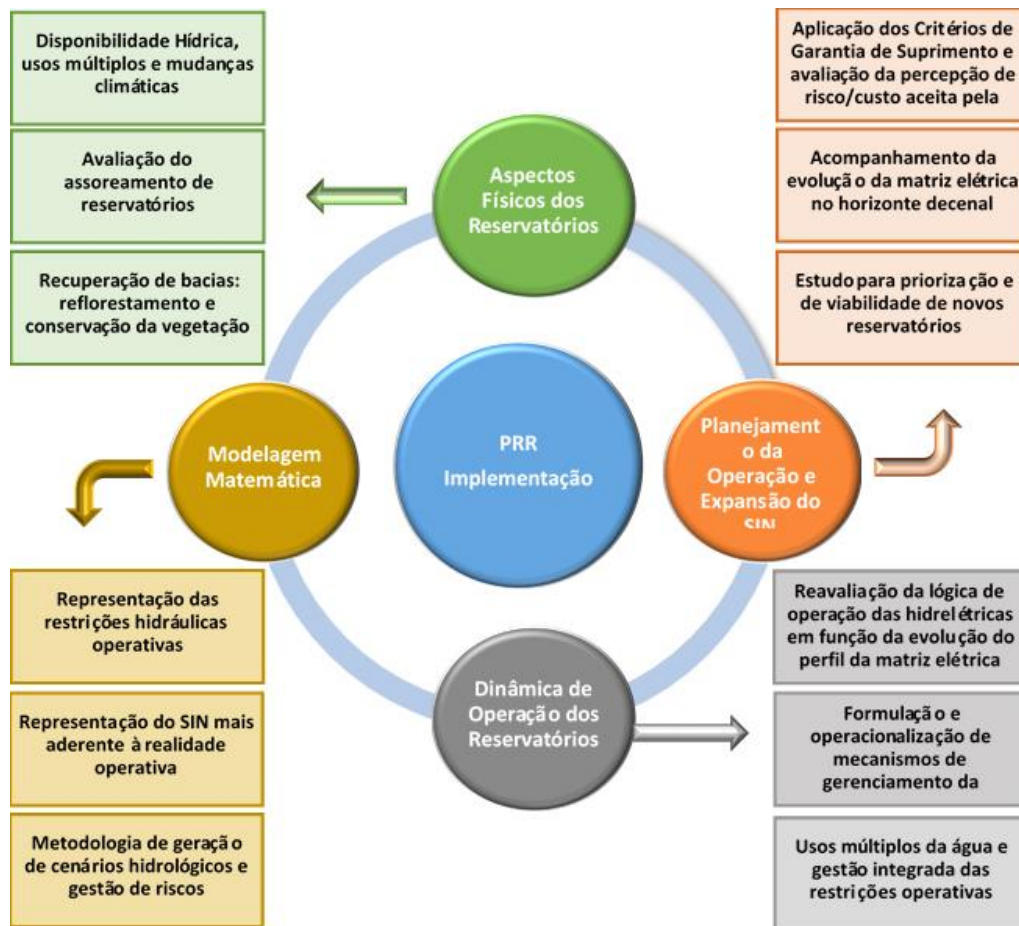


Figura 18 – Frentes de atuação. Fonte: PRR.

Dessa forma, a proposta de aprimoramento do VMinOp deve ser analisada não apenas sob a ótica da modelagem matemática, mas também à luz do arcabouço institucional que rege a operação dos reservatórios no Brasil. Nesse contexto, o Plano de Recuperação dos Reservatórios (CNPE PRR 2022) estabelece diretrizes fundamentais que ampliam a compreensão do papel desse instrumento.

“III - segurança dos usos múltiplos da água;

IV - curva de armazenamento de cada reservatório de acumulação a ser definida anualmente.”

Na Frente Modelagem Matemática, entre as diretrizes, temos explicitamente citada a recalibração dos parâmetros de aversão, a saber:

“Revisão e avaliação da necessidade de recalibrar parâmetros de aversão a riscos com objetivo de manter mais energia armazenada nos reservatórios.”



Ainda, como ação de curto prazo no âmbito do PRR definida em 2022¹ temos:

“CP1. Revisão e avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos matemáticos, de modo a buscar sinalizações mais aderentes à realidade operativa, que consideram as incertezas inerentes aos processos de planejamento da operação e da expansão, como aquelas relativas (i) à variabilidade climática e, conseqüentemente à disponibilidade dos recursos primários para geração de energia elétrica; (ii) à variação de preços e disponibilidade de combustíveis influenciados pela dinâmica do mercado internacional; (iii) à projeção de carga do sistema de energia elétrica, tendo em vistas mudanças no padrão do consumo; (iv) às mudanças do clima; dentre outras.

Ação implementada – frequência anual de revisão.”

Existe, portanto, um **alinhamento entre o PRR e o trabalho do CT PMO-PLD em conjunto com CMSE para calibração da aversão ao risco nos modelos, em prol de maior segurança, com objetivo de preservar reservatórios.**

Importa destacar que a atividade de calibração do CVaR, prevista como indicador do Plano de Recuperação dos Reservatórios (PRR), tem por finalidade assegurar a preservação dos reservatórios e, por consequência, a segurança hídrica do sistema.

Em conclusão, **eventual redução da aversão ao risco — aprimorada nos últimos anos — seria contrária ao indicador estabelecido pelo PRR “CP1. Revisão e avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos matemáticos”.**

e) Do Impacto das Mudanças Climáticas nas Vazões

O artigo *“Recent Hydrological Droughts in Brazil and Their Impact on Hydropower Generation”*² analisa a evolução das secas hidrológicas no Brasil entre **1981 e 2021** e seus impactos diretos sobre a **geração hidrelétrica**, principal pilar do **Sistema Interligado Nacional (SIN)**. O estudo avalia **20 bacias hidrográficas estratégicas** para geração de energia, distribuídas nos quatro subsistemas do SIN (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte). Especialmente a partir de **2014**, o país passou a enfrentar um período prolongado de escassez hídrica, com efeitos diretos sobre as vazões dos rios, os níveis dos reservatórios e a segurança do sistema elétrico.

O principal achado do trabalho é que as **mudanças climáticas já estão afetando de forma estrutural a disponibilidade de água para geração hidrelétrica**, indo além de variações climáticas naturais de curto prazo.

Ao longo das últimas décadas, observam-se dois fenômenos principais ocorrendo simultaneamente. O primeiro é a **redução das chuvas**, sobretudo nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, que concentram grande parte da capacidade de regularização dos reservatórios do país. Essa redução é mais forte justamente durante o período chuvoso, quando os reservatórios deveriam se recuperar. O

¹ https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/publicada-resolucao-do-cnpe-que-aprova-plano-de-recuperacao-de-reservatorios/Plano_de_Recuperacao_dos_Reservatorios_PRR_Final_11_07_2022.pdf

² <https://doi.org/10.3390/w14040601>



segundo fenômeno é o **aumento das temperaturas**, que intensifica a evaporação da água do solo, dos rios e dos próprios reservatórios.

Essa combinação resulta em **menos água disponível nos rios**, mesmo quando a redução da chuva não é tão expressiva. O estudo mostra que, na última década, as secas se tornaram **mais longas, mais frequentes e mais intensas**, com menor capacidade de recuperação entre um evento e outro. Como consequência, as vazões afluentes às hidrelétricas diminuíram de forma persistente na maior parte das bacias analisadas.

Essas mudanças impactaram diretamente a operação do SIN. Desde 2014, os **reservatórios hidrelétricos passaram a operar com níveis médios mais baixos**, e muitas usinas encerraram os períodos chuvosos recentes com menos de metade de sua capacidade de armazenamento. Regiões estratégicas, como o Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste, foram particularmente afetadas, aumentando a vulnerabilidade do sistema elétrico.

Um aspecto importante do estudo é que essa redução das vazões não pode ser explicada apenas por fatores operativos ou por mudanças no uso do solo. Mesmo em bacias onde essas mudanças foram limitadas, observou-se queda das vazões associada ao aumento da temperatura. Isso reforça a conclusão de que há um **sinal claro das mudanças climáticas influenciando o regime hidrológico**.

Diante da menor disponibilidade de água, o sistema elétrico passou a depender mais de **usinas termelétricas**, que são mais caras e emitem mais gases de efeito estufa. Isso levou ao uso recorrente de bandeiras tarifárias e, em 2021, à criação da bandeira de escassez hídrica, com impacto direto sobre os custos da energia para consumidores e empresas.

Como conclusão, o artigo afirma que o **padrão histórico das chuvas e vazões já não é uma referência segura para o planejamento da geração hidrelétrica**. As mudanças climáticas impõem a necessidade de adaptar o planejamento energético e fortalecer estratégias de gestão de risco no SIN.

Além desse artigo, outros estudos já identificaram alteração no padrão de vazões com predominância de redução de vazões no SIN. Destarte, podemos concluir que, **enquanto não exista representação mais aderente às vazões nos modelos (aprimoramento no Newave), a aversão ao risco nos modelos mostra-se uma alternativa necessária para garantir a segurança energética** do suprimento no SIN.

V. DA AVALIAÇÃO DO NEWAVE HÍBRIDO (CCEE)

Em 2025, a CCEE comparou³ o Newave Oficial (HIB) e o REE anterior entre janeiro e outubro. No SE/CO, o preço médio do Oficial_HIB (214,81) foi um pouco menor que o Sombra_REE (238,34), e sua volatilidade (28,0%) ficou acima do Sombra_REE (30,8%). O despacho térmico antecipado do modelo híbrido reduz a volatilidade do PLD, como mostrado na figura a seguir.

³ 119º Encontro do PLD – Dezembro de 2025. CCEE

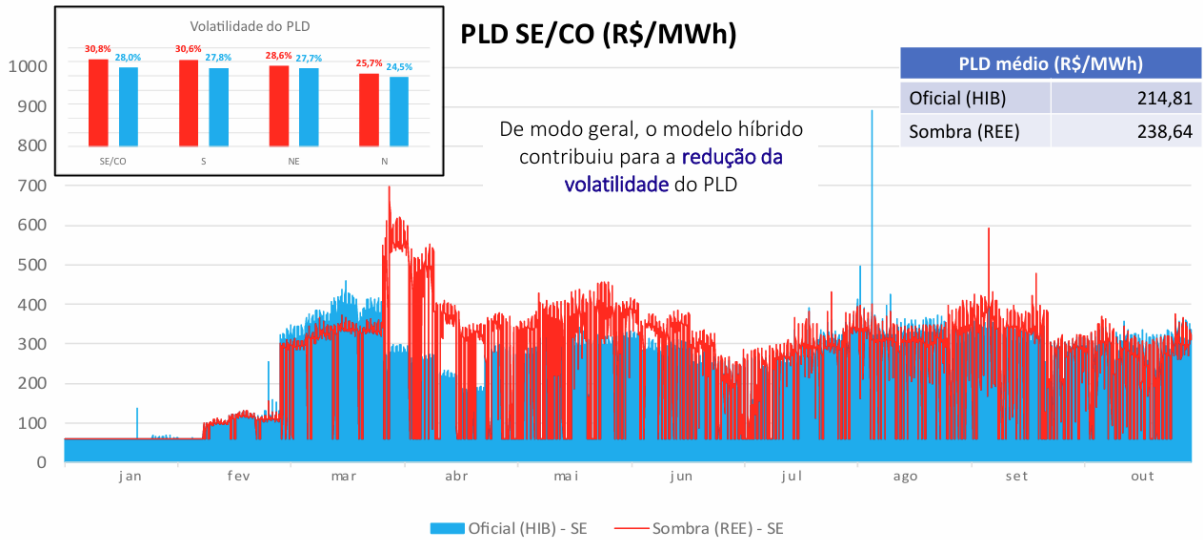


Figura 19. – Volatilidade PLD Sombra. Fonte CCEE: 119º Encontro do PLD – Dez. 2025.

O deslocamento de PLD entre os submercados SE/CO e NE é maior no Sombra_REE (70,42) do que no Oficial_HIB (55,75). O modelo híbrido, portanto, reduz o deslocamento do PLD entre os submercados, conforme ilustrado abaixo.

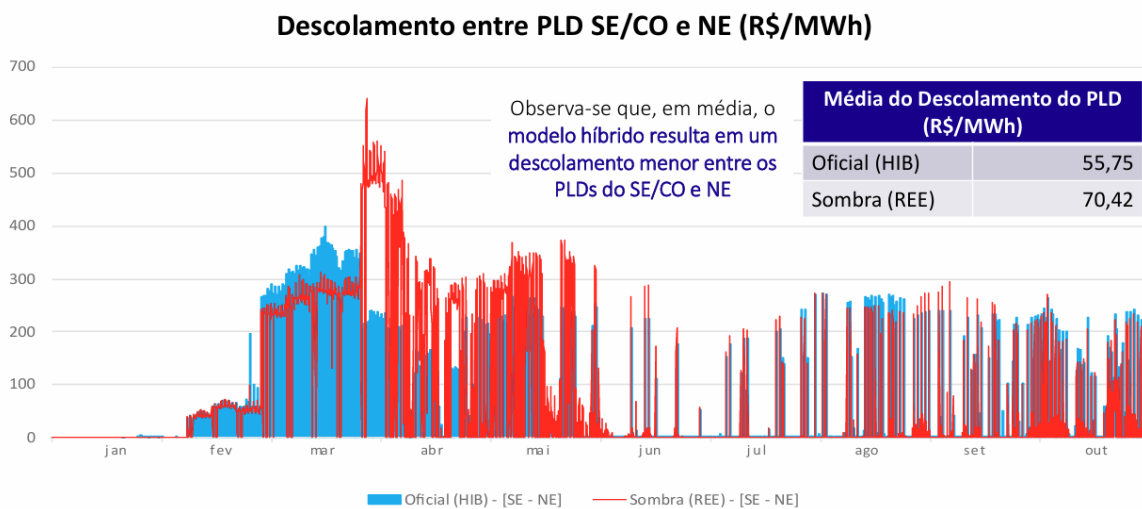
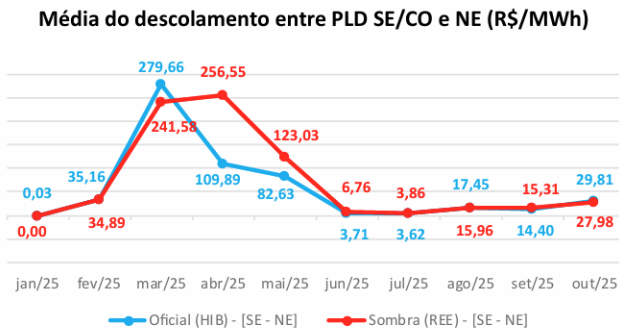


Figura 20 – Descolamento PLD Sombra. Fonte CCEE: 119º Encontro do PLD – Dez. 2025.



PLD Sombra NEWAVE: Descolamento SE/CO - NE



Observa-se que, em média, o **modelo híbrido resulta em um descolamento menor entre os PLDs do SE/CO e NE**

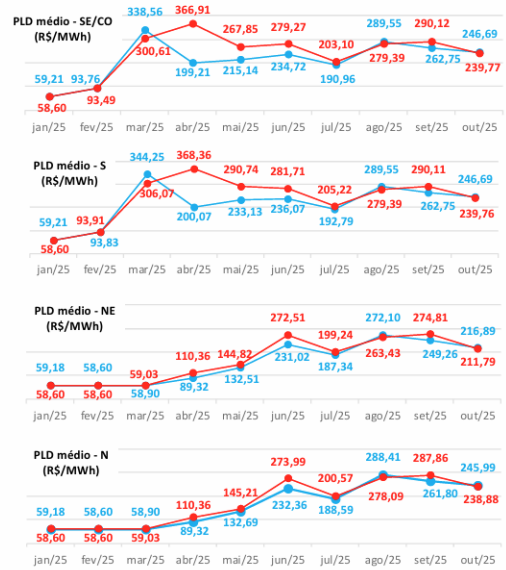


Figura 21 – Descolamento PLD Sombra. Fonte CCEE: 119º Encontro do PLD – Dez. 2025.

O resultado do Oficial_HIB mostra menor acionamento das bandeiras tarifárias amarela e vermelha em comparação ao Sombra_REE, indicando menor acréscimo na tarifa dos consumidores cativos.

Bandeira Tarifária

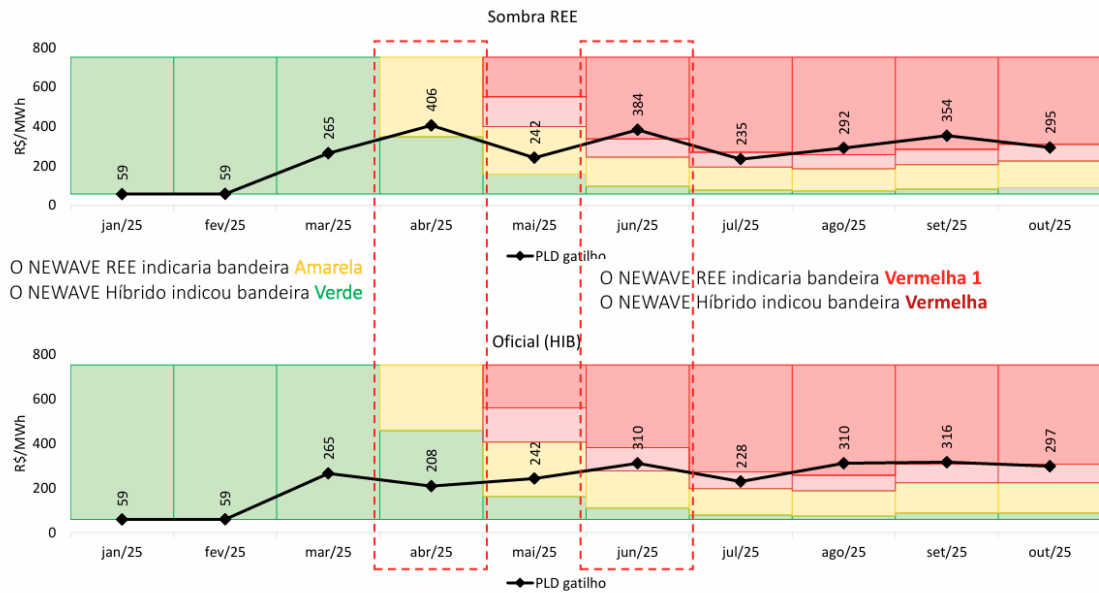
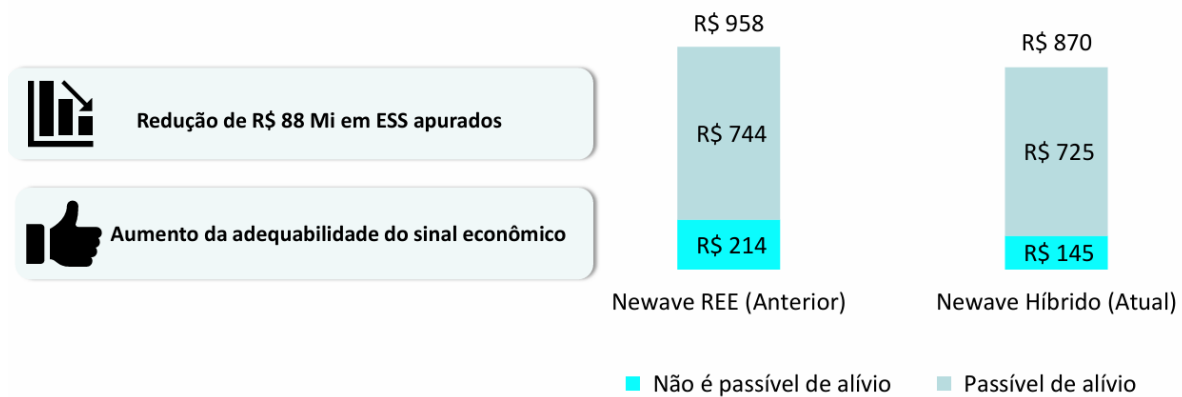


Figura 22 – Bandeira Tarifária PLD Sombra. Fonte CCEE: 119º Encontro do PLD – Dez. 2025.



Com relação aos Encargos de Serviço de Sistema (ESS) pagos pelos consumidores, os resultados apontam uma **redução de 88 milhões de reais em ESS** no cenário Oficial_HIB quando comparado ao Sombra_REE, conforme figura a seguir.

Impactos na conta de ESS de janeiro a setembro de 2025 (R\$ Mi)



92

Figura 23 – ESS PLD Sombra. Fonte CCEE: 119º Encontro do PLD – Dez. 2025.

Em resumo, conforme o estudo realizado pela CCEE para o período de janeiro a outubro de 2025, comparando a utilização do Newave Híbrido com par(15,40) ao REE com par(25,35) – equivalentes em termos de aversão ao risco conforme indicado pelo CT PMO-PLD e análises anteriores –, foram identificados os seguintes resultados relevantes, em que vale apontar efeitos do Newave Híbrido:

- Não resultou em aumento no PLD médio;
- Reduziu a volatilidade do PLD, com antecipação do despacho térmico;
- Mitigou deslocamento do PLD entre submercados;
- Atenuou o acionamento de bandeiras tarifárias mais caras para o consumidor cativo;
- Economia de 88 milhões de reais em ESS pagos pelos consumidores.

Diante do exposto, verifica-se que, não obstante manifestações de determinados agentes setoriais em redes sociais e na mídia especializada no sentido de que a alteração no modelo de precificação teria ocasionado resultados supostamente irrealistas, com intensificação de sinais de preço, elevação da volatilidade e da diferença de preços entre submercados, tais alegações não encontram respaldo em evidências fáticas. Ao contrário, as simulações oficiais realizadas pela CCEE apontam em sentido diametralmente oposto, indicando que a adoção do NEWAVE Híbrido, associada ao critério de aversão ao risco CVaR (15,40) no exercício de 2025, contribuiu para a mitigação desses efeitos. Metodologicamente, o CVaR atua como um mecanismo de ponderação explícita dos cenários hidrológicos mais adversos, conferindo maior robustez às decisões de despacho ao internalizar o risco de eventos extremos, sem, contudo, amplificar artificialmente os sinais de preço. Dessa forma, a



incorporação do CVaR aprimora a coerência intertemporal da política de operação, reduz a exposição a trajetórias hidrológicas críticas e promove maior estabilidade na formação de preços no curto prazo, sem ensejar elevação dos níveis de preços observados.

VI. DA ADERÊNCIA DOS MODELOS À OPERAÇÃO REALIZADA

a) Da Análise Comparativa de Aderência (Match) – 2025 vs. 2024

A análise do *Match*, trabalho desenvolvido pela Abraceel e Volt Robotics⁴, traz insights relevantes para formação de preço. O Match térmico que compara o resultado do modelo Dessem com o realizado para os anos de 2024 e 2025, em base mensal, é mostrado no gráfico a seguir.

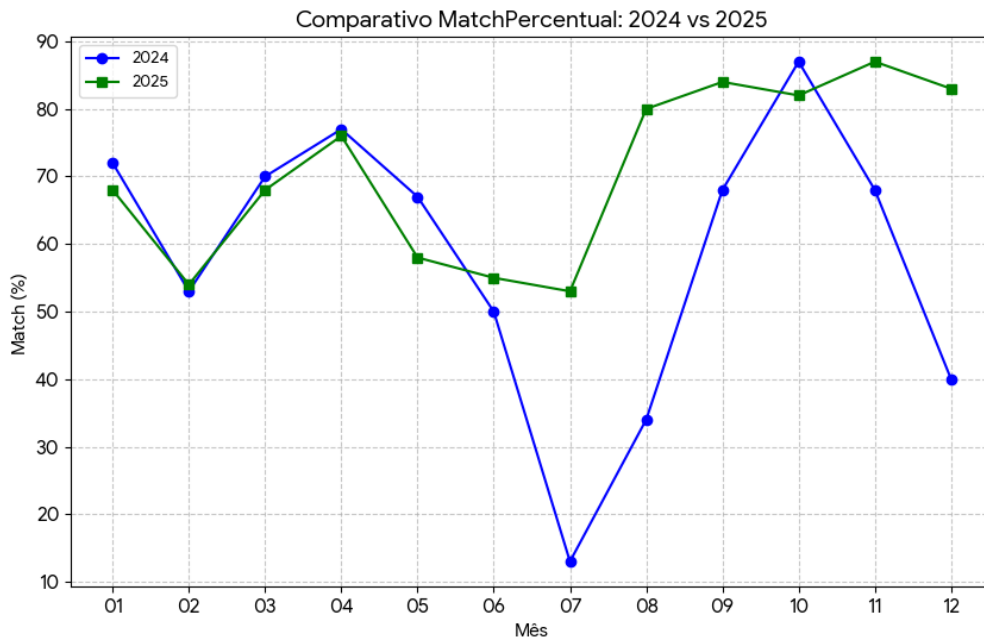


Figura 24 – Match Termelétrico 2024 e 2025. Dados Volt Robotics.

Observou-se um aumento na média anual de aderência, que aumentou de **58,25% em 2024** para **70,67% em 2025**, representando um ganho médio de **12,42 pontos percentuais**.

O destaque do ano de 2025 reside na maior estabilidade e recuperação dos índices a partir do segundo semestre. Enquanto em 2024 o período entre julho e setembro apresentou quedas acentuadas (chegando à mínima de 13% em julho), o ano de 2025 manteve-se acima de 50%.

Em princípio, o **aumento no Match em 2025 indica uma convergência mais robusta entre o planejamento e a operação a partir da entrada do Newave Híbrido com par (15,40)**, reduzindo as

⁴ Acesso: <https://matchdaenergia.com.br/>



incertezas nas previsões de despacho térmico e permitindo uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos no curto prazo.

Apesar da melhoria na convergência, **o baixo nível do match termelétrico indica necessidade de aprimoramento da cadeia de modelos de formação de preço.** Destaca-se que uma redução da aversão ao risco nos modelos teria resultado reverso, com menor aderência ao realizado.

b) Do Despacho Dessem vs. Programação Diária e Operação Real (ONS)

O Relatório Técnico ONS DOP nº 0038/2026 apresenta um histórico comparativo entre a geração térmica das simulações do DESSEM e a programação diária efetiva da PDP para janeiro de 2026.

Geração Térmica

Figura 4-1: Histórico comparativo entre a geração térmica do DESSEM e PDP para o Sistema Interligado Nacional (SIN)

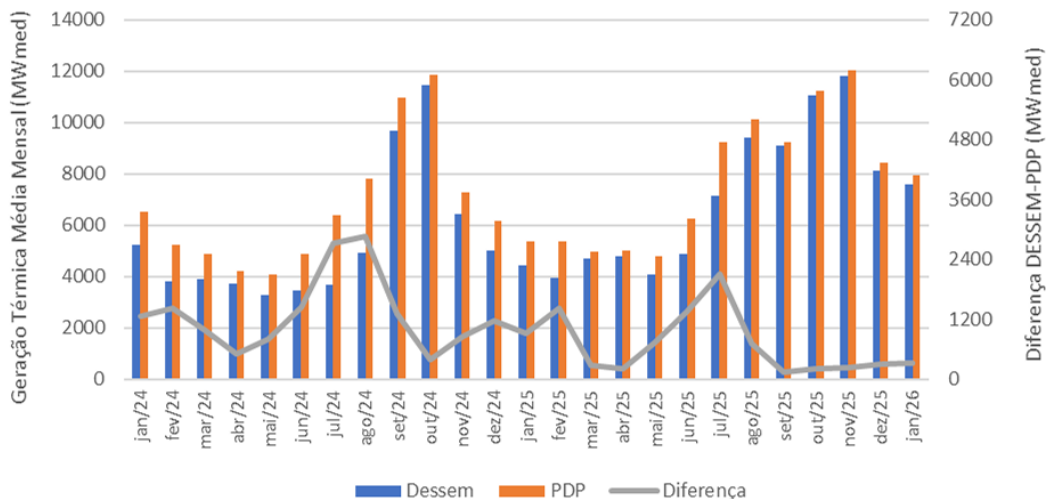


Figura 25 – Comparativo da geração térmica Dessem e PDP. Fonte Relatório Técnico ONS DOP nº 0038/2026.

A análise mostra que, durante todo o período avaliado, a geração térmica programada pelo ONS superou consistentemente as indicações dos modelos, mesmo após a adoção do Newave Híbrido com CVaR. O principal fator para essa diferença é o despacho térmico adicional para atender à ponta de carga, evidenciando que o ONS frequentemente realiza uma geração superior à sugerida pelos modelos. Dessa forma, a adoção de parâmetros de aversão ao risco menos conservadores não traria redução significativa no custo de geração térmica, pois o despacho adicional permanece necessário para garantir o atendimento à demanda e a confiabilidade do sistema.

Análise complementar realizada pela Envol, elaborada a partir de dados oficiais do próprio ONS (Figura 24), evidencia diferenças relevantes entre a operação efetivamente realizada e aquela indicada pelo modelo DESSEM ao longo do ano. Conforme destacado no estudo, “132. (...) apenas nos meses de novembro e dezembro não houve aumento de despacho entre a operação realizada e a indicação do



modelo DESSEM. Nota-se, entretanto, que entre abril e setembro, o despacho térmico realizado apresentou desvio superior à 1 GWm, sendo que nos meses de junho e julho as diferenças superaram 3,7 GWmed.”

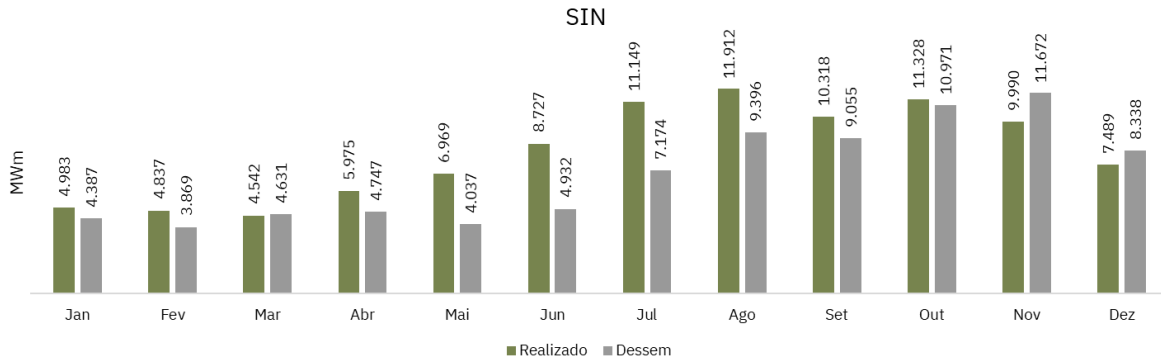


Figura 26 - Comparação geração térmica Dessem vs. Realizado 2026 SIN

Cumpra ressaltar que tais discrepâncias se concentram justamente no período seco, momento em que a confiabilidade do sistema depende de forma mais intensa do acionamento da geração térmica, o que amplia a relevância operacional e econômica desses desvios. Nesse contexto, a Nota Técnica anexa aprofunda a análise ao associar tais diferenças a um nível reduzido de aversão ao risco, consignando que “135. (...) com uma menor aversão ao risco é esperado que haja maior desvio entre a operação real e a calculada pelo Dessem, neste sentido, além do sistema operar de maneira mais arriscada, ainda é possível observar perda de eficiência contábil do sistema, uma vez que uma maior parcela de despacho térmico será pago via encargos como o ESS.”

É importante destacar que o setor dispôs de apenas um ciclo anual para avaliar os efeitos da adoção do modelo NW híbrido sob a parametrização vigente. Essa limitação temporal compromete a aferição plena da aderência do modelo à realidade operacional, pois a alteração anual de parâmetros metodológicos fragiliza a previsibilidade e a estabilidade regulatória, elementos essenciais para a segurança jurídica e para a confiança dos agentes de mercado.

Assim, mal completado o primeiro ciclo de aplicação, verifica-se que o modelo respondeu de forma coerente e consistente, sem evidências de distorções em relação a um excesso de rigor pelos modelos em relação ao despacho térmico.

A experiência operacional acumulada mostra que, à margem das sinalizações provenientes dos modelos computacionais, a necessidade de despacho adicional de geração térmica persiste como condição indispensável para a garantia do atendimento à ponta de carga e da segurança do suprimento. Tal realidade operacional esvazia, na prática, a expectativa teórica de que o relaxamento dos parâmetros de aversão ao risco possa resultar em reduções relevantes de custo.

Nesse sentido, o argumento central não reside propriamente na constatação de divergências entre os resultados do planejamento modelado e a operação efetiva — circunstância já amplamente conhecida e justificada por critérios associados à confiabilidade do sistema —, mas na constatação de que a adoção de parâmetros menos conservadores de aversão ao risco não implica, de forma objetiva, diminuição do dispêndio total com geração térmica. Em outras palavras, a operação real acaba por recompor, por razões de segurança, o nível de despacho térmico que os modelos eventualmente buscariam evitar.



AXIA ENERGIA

Sendo assim, **a argumentação que procura estabelecer uma relação direta entre a flexibilização dos parâmetros do CVaR e a redução do custo total de operação não encontra respaldo na operação efetivamente observada pelo ONS**, tampouco apresenta **impactos tarifários ou inflacionários significativos**. Pelo contrário, os dados empíricos demonstram que os requisitos de segurança elétrica determinam, na prática, níveis de despacho térmico que **são independentes do grau de conservadorismo adotado nos modelos**, tornando tais alegações tecnicamente e operacionalmente frágeis.

O sinal de preço adequado é fundamental não apenas para a operação, mas também para a expansão eficiente do sistema elétrico. Contudo, historicamente, a expansão do setor não foi ancorada primordialmente por sinais de preço, mas por mecanismos de planejamento centralizado e subsídios. Em um primeiro momento, essa ancoragem no sinal econômico não se fazia necessária, uma vez que a expansão estava associada ao crescimento da carga no mercado regulado, atendido majoritariamente por meio de leilões centralizados de energia destinados ao mercado cativo, que concentrava a maior parcela do consumo.

Com o avanço progressivo da abertura do mercado livre, esse paradigma se alterou. A expansão passou a ocorrer, em larga medida, por meio de fontes subsidiadas, notadamente a energia incentivada e a autoprodução, o que reduziu o papel disciplinador do sinal de preço na alocação de investimentos. Tais subsídios, amplamente reconhecidos, motivaram a atuação do Poder Executivo e do Congresso Nacional no sentido de reequilibrar os incentivos econômicos do setor, culminando na edição da Lei nº 15.269/2025.

Esse marco legal reforça a necessidade de preservação do sinal econômico como instrumento central de racionalidade, eficiência e sustentabilidade setorial, de modo a evitar distorções que comprometam o equilíbrio do sistema elétrico no longo prazo.

Ademais, **eventual flexibilização dos parâmetros de aversão ao risco caminhará em sentido oposto ao próprio marco regulatório recentemente estabelecido para a governança dos modelos de formação de preço**. Com efeito, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.114/2025, que alterou a REN nº 1.032/2022, passou a conferir prioridade setorial aos aprimoramentos voltados a aproximar o sinal de preço de curto prazo da operação eletroenergética efetiva, reduzir encargos setoriais e aperfeiçoar a eficiência computacional. **A redução do grau de aversão ao risco, ao enfraquecer a internalização dos requisitos de segurança operativa, não apenas se afasta dessas diretrizes, como tende a aprofundar o desalinhamento entre os resultados modelados e as necessidades reais da operação**.

Dessa forma, os resultados apresentados reforçam que a subavaliação do risco operativo tende não apenas a ampliar a divergência entre a simulação computacional e a operação real, mas também a transferir custos relevantes para os encargos setoriais, com impactos diretos sobre a eficiência econômica do sistema, além de distorcer a lógica econômica que induz a expansão eficiente.

Geração Hidrelétrica

No Relatório o ONS compara também a geração hidrelétrica, com desvios em média de redução da geração no PDP em relação ao DESSEM, conforme a figura a seguir:



AXIA ENERGIA

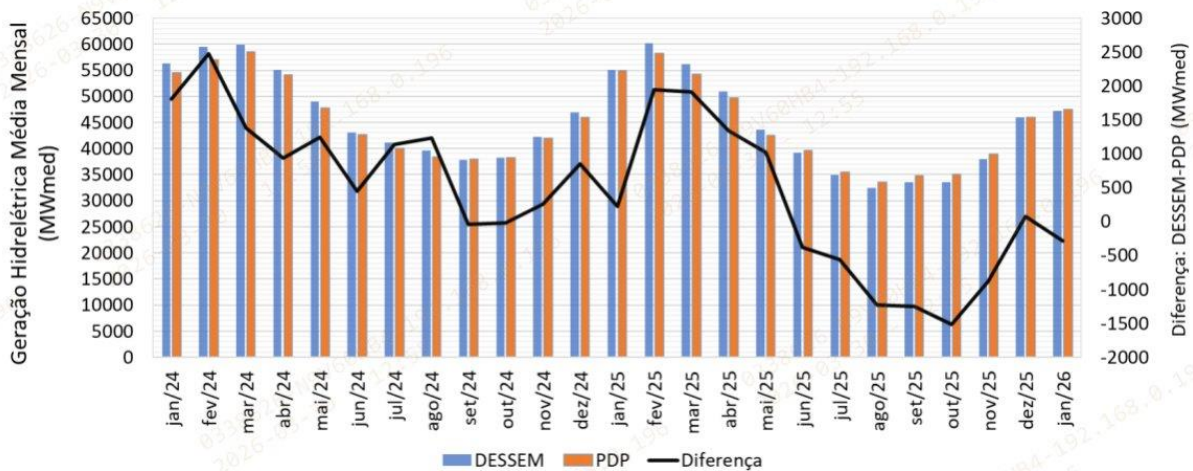


Figura 27 Comparativo da Geração Hidrelétrica Dessem e PDP. Fonte Relatório Técnico ONS DOP nº 0038/2026.

No Relatório o ONS argumenta:

*“De maneira geral, os resultados do DESSEM para o período avaliado, que segue a política mais geral definida pelos modelos NEWAVE e DECOMP, demonstram **redução no nível de armazenamento dos reservatórios localizados nos trechos mais elevados das bacias (cabeceiras) enquanto eleva o nível das usinas situadas mais próximas à foz dos rios.**”*

Neste ponto, é importante destacar que, historicamente, o processo de programação diária pratica uma política de armazenamento que **prioriza o armazenamento nas usinas de cabeceira.**

Essa prática é fundamentada em características intrínsecas a aproveitamentos hidrelétricos e segurança de suprimento como:

“o volume armazenado nas cabeceiras pode, a qualquer momento, ser utilizado para geração de energia em todas as usinas a jusante, fato que o diferencia por seu caráter estratégico, especialmente em cascatas que contém uma capacidade instalada a fio d’água significativa nos trechos intermediários (entre os reservatórios de cabeceira e os próximos a foz), como é o caso da bacia do rio Paraná e seus principais afluentes (Grande e Paranaíba);

as cabeceiras têm área de drenagem consideravelmente menor em relação às usinas mais próximas à foz, o que as torna mais vulneráveis a estiagens, pois têm pouca área para diversificar o risco de baixa precipitação em trechos específicos da bacia, risco este que pode ser mitigado em usinas próximas à foz que recebem contribuições de diversos trechos.”

c) Dos Desvios da Geração Hidrelétrica decorrentes da Política Operativa do ONS

Como mostrado no relatório acima do ONS, não é novidade a discussão sobre a diferença entre a política operativa adotada pelo ONS e aquela resultante dos modelos que minimizam o custo do despacho. Por conta da maior segurança e confiabilidade no atendimento à carga, em especial nos



momentos de ponta, o ONS prefere guardar água nos reservatórios de montante, trazendo maior controlabilidade do recurso hídrico, i.e., maior segurança no suprimento.

Nesse sentido, apresenta-se a seguir o resumo de um estudo que evidencia que a não incorporação adequada dessa dinâmica operacional nos modelos de planejamento resulta em um viés otimista do ponto de vista da disponibilidade e do aproveitamento dos recursos energéticos. Ao desconsiderar os impactos associados à perda de eficiência hidrelétrica ao longo da cascata, os modelos tendem a superestimar a capacidade real de atendimento do sistema, especialmente em cenários mais restritivos.

Nesse contexto, observa-se que os modelos operativos buscam preservar volumes nos reservatórios de usinas localizadas mais a jusante, dado que por essas unidades escoam volumes significativamente maiores de água e, conseqüentemente, sua produtividade marginal é mais elevada. Em contraste, as usinas de montante apresentam, em regra, menor produtividade, de modo que a mesma variação no nível do reservatório resulta em uma perda proporcionalmente menor de energia, embora ocorra sobre volumes mais restritos.

Essa assimetria implica que a manutenção de níveis elevados em usinas de montante, em detrimento das instalações a jusante, tende a ser estruturalmente ineficiente do ponto de vista do aproveitamento energético global da cascata. Assim, quando essa diferença de produtividade não é adequadamente incorporada aos modelos, o planejamento operativo passa a se descolar da operação efetiva, ao subavaliar a perda de eficiência sistêmica. Esse viés otimista tende a ser posteriormente corrigido na prática por meio da elevação do despacho térmico fora do mérito, acionado para compensar a indisponibilidade energética não capturada pelos modelos.

Na tabela a seguir, apresenta-se, e forma ilustrativa, a diferença de produtividade entre 2 usinas em um caso do DESSEM para o mês de janeiro de 2026.

Tabela 9 – Comparativo UHE jusante e UHE cabeceira.

1) UHE Camargos (cabeceira)	2) UHE Emborcação (jusante)
Volume: 60%	Volume: 46%
Ghid: 42 MW	Ghid: 52,7 MW
Qtur: 210 m ³ /s	Qtur: 48 m ³ /s
Eficiência: 0,2 MW/(m ³ /s)	Eficiência: 1,10 (MW/m ³ /s)

A seguir apresentamos as premissas e o resultado do estudo que avalia o potencial de geração de energia associado à água armazenada nos reservatórios da cascata do rio Grande (montante) até a UHE Itaipu (jusante), contemplando 61 usinas. Para cada usina, foi estimada a energia a água acumulada ao percorrer toda a cascata a jusante, considerando três níveis de armazenamento inicial: 10%, 50% e 100% do volume útil.

Foram analisadas duas políticas operativas extremas:

- **Política 1: Deplecionamento estrito de montante para jusante**, em que as usinas a jusante permanecem no nível de armazenamento inicial durante o esvaziamento do reservatório de montante;



- **Política 2: Deplecionamento estrito de jusante para montante**, em que o deplecionamento é iniciado pelas usinas a jusante, o que faz com que elas já se encontrem no volume mínimo quando a água de montante é liberada.

Como resultado da simulação observamos que a Perda Energética da Política 1 para Política 2 varia de 1 a 8%, a depender do Volume Útil (VU) conforme tabela a seguir.

Tabela 10 – Resultado da produção de energia para políticas operativas.

Política	Energia Total (GWh)		
	10% VU	50% VU	100% VU
1 - Montante p/ Jusante	10.856	57.189	119.806
2 - Jusante p/ Montante	10.717	54.361	110.152
Perda Energética Cenário 2			
2 - Jusante p/ Montante	1%	5%	8%

Como consequência dessa perda energética na produção hidrelétrica, faz-se necessária compensação que tipicamente ocorre por despacho térmico adicional.

Trata-se, portanto, de um caso conceitual simulado, cuja política operativa demonstra a perda na geração hidrelétrica na operação real não considerada nos estudos da CRef com os modelos Newave e Decomp.

Nesse sentido, vale ressaltar que **a política operativa enxergada pelos modelos que deixa de considerar perda da geração hidrelétrica** (de até 8% conforme estudo) **que enseja maior despacho térmico para se manter o nível de armazenamento indicado pela CRef.**

Ressalte-se que essa lógica é igualmente válida para todas as usinas hidrelétricas do SIN, devendo-se, contudo, reconhecer que a magnitude, tanto absoluta quanto percentual, das perdas energéticas depende das particularidades operativas e hidráulicas de cada cascata.

Tal resultado põe em evidência a presença de uma **sobreoferta fictícia empregada nas simulações de atendimento à CRef**. Sendo assim, mostra-se inadequado afrouxar os parâmetros do CVaR para níveis que tolerem um maior nível de risco.

d) Do Estudo da Redução da Potência Hidrelétrica em Função do Armazenamento

A disponibilidade de potência das usinas, notadamente das hidrelétricas, é um recurso imprescindível para o ONS no atendimento à demanda de ponta.

Do ponto de vista conceitual, para as UHEs com reservatório, sabe-se que a redução do nível de armazenamento se traduz em uma menor queda líquida do aproveitamento hidrelétrico, acarretando a diminuição da potência máxima que a usina pode gerar. O montante dessa redução depende intrinsecamente das características de cada UHE. Contudo, qual seria o impacto global dessa restrição de potência em todo o SIN?



Com o intuito de mensurar esse impacto de forma representativa, realizou-se um estudo contemplando UHEs com reservatório, submetidas a variações em seus níveis de armazenamento. A potência máxima entregue por cada usina em diferentes cenários foi avaliada com base em sua respectiva Função de Produção Hidrelétrica (FPH), detalhada a seguir.

Função de Produção Hidrelétrica (FPH)⁵

A função de produção das usinas hidrelétricas modela a conversão da vazão turbinada em energia gerada, considerando que a produtividade da usina varia de forma não linear em função da altura de queda e das eventuais perdas inerentes ao processo. Assim, um desafio central nos modelos de planejamento energético é a representação matemática dessas relações não lineares em problemas de otimização linear (PL) ou linear inteira mista (MILP), cujas variáveis são:

- **Vazão Turbinada (Q):** Volume de água que passa pelas turbinas por unidade de tempo (medido em m^3/s).
- **Queda Líquida (h):** Diferença de elevação entre o nível da água que chega à turbina e o canal de fuga, descontadas as perdas de carga no circuito hidráulico.
- **Rendimento (η):** Eficiência global na conversão de energia mecânica em elétrica (turbina + gerador), tipicamente entre 0,85 e 0,95.
- **Densidade (ρ):** Massa específica da água.
- **Gravidade (g):** Aceleração da gravidade.

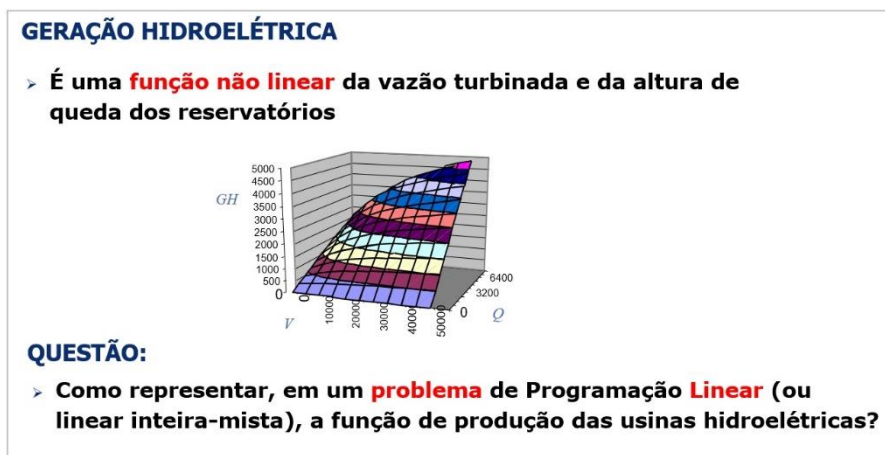


Figura 28 – Função de Produção Hidrelétrica. Fonte CEPEL.

⁵ https://see.cepel.br/manual/libs/latest/usinas_hidreletricas/funcao_producao_hidreletrica.html



Estudo do SIN

Considerando o valor máximo de Vazão Turbinada (Q) para o atendimento à demanda de ponta, analisou-se um conjunto de 92 UHEs com reservatórios integrantes do SIN⁶. Com base em suas respectivas FPHs⁷, observou-se que a potência máxima agregada, a 100% do Volume Útil (VU), atinge 80,4 GW. Essa capacidade decresce à medida que o armazenamento diminui: 78,9 GW a 70% do VU; 76,4 GW a 50% do VU; 73,2 GW a 30% do VU; e, por fim, 71,7 GW a 22% do VU (nível equivalente ao VminOP do SIN), conforme sistematizado na tabela abaixo.

Tabela 11 – Variação de Potência Hidrelétrica máxima em função do Volume Armazenado.

Volume Armazenado	Potência (GW) - 100% Qmax	Perda de Potência (GW)		
		$\Delta V(22 \rightarrow 50)$	$\Delta V(30 \rightarrow 70)$	$\Delta V(22 \rightarrow 100)$
22%	71,7	4,6		8,7
30%	73,2		5,6	
50%	76,4	4,6		
70%	78,9		5,6	
100%	80,4			8,7

A análise dos resultados apresentados na tabela acima indica que o ganho de potência associado ao aumento do armazenamento ocorre de forma não linear ao longo da faixa de armazenamento. Esse comportamento pode ser observado na figura a seguir, que apresenta a potência disponível em função do armazenamento, para operação no engolimento máximo (100%).

⁶ Não foram consideradas as usinas a fio d'água no estudo porque o aumento de sua geração não pode ser feito de forma arbitrária e instantânea, pois a água disponível para turbinamento depende da defluência de usinas de montante.

⁷ FPH não linear obtida do programa LIBS do CEPEL.



AXIA ENERGIA

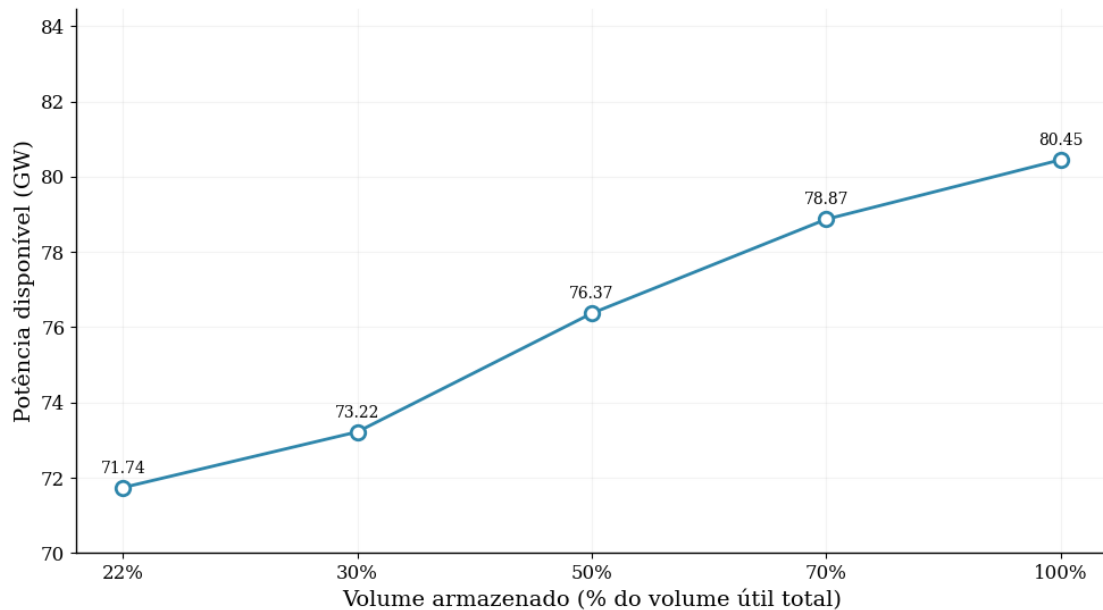


Figura 29 – Potência disponível em função do volume armazenado (100% Qmax)

Quanto ao efeito da redução do armazenamento no SIN, podemos destacar os seguintes impactos:

- Redução de **50 para 22% do VU**. reduz a disponibilidade de potência no SIN em **4,6 GW**;
- Redução de **70 para 30% do VU**. reduz a disponibilidade de potência no SIN em **5,6 GW**;
- Redução de **100 para 22% do VU**. reduz a disponibilidade de potência no SIN em **8,7 GW**.

Efeito Econômico da Perda de Potência Hidrelétrica

Para a Perda de Potência Hidrelétrica estimada no estudo acima — sem generalizar o efeito que envolve a formação de preço, encargos — podemos adotar o contrafactual o Leilão de Reserva de Capacidade realizado em março deste ano (LRCAP 2026) que expandiu cerca de 19 GW com objetivo de assegurar o suprimento de energia elétrica no SIN resumido a seguir:

LRCAP 2026

- **Preço Médio (1º Leilão/Geral):** Aproximadamente R\$ 2,33 milhões por MW/ano.
- **Total Contratado:** (18,975 GW) de potência total, focando em confiabilidade do sistema.

Tabela 12 – Resultado do Leilão LRCAP 2026.

Fonte	Disp. Potência (MW)	Preço Médio (R\$ milhões/MW.Ano)
UTE 2026	1.955	2.19
UTE 2027	1.704	2.24
UTE 2028	7.394	2.54
UTE 2029	2.803	2.77
UHE 2030	2.311	1.39



AXIA ENERGIA

UTE 2030	Não houve negociação	-
UTE 2031	2.616	2.37
UHE 2031	190	1.40
Todos	18.975	2.33

Custos Fixo e Variável

Caso se fizesse necessária a contratação adicional de potência para suprir essa indisponibilidade, e assumindo o preço médio de R\$ 2,33 milhões por MW/ano observado no LRCAP 2026, a variação da potência hidrelétrica imporá um custo fixo adicional entre R\$ 10,8 bilhões e R\$ 20,3 bilhões anuais, dependendo do cenário de armazenamento.

Adicionalmente, estimou-se o custo variável decorrente da substituição dessa energia. Adotando-se um Custo Variável Unitário (CVU) médio das UTEs do LRCAP da ordem de R\$ 1.433/MWh, e assumindo um despacho complementar de 6 horas diárias, durante 22 dias ao mês, ao longo de 7 meses no ano (maio a novembro), projeta-se um custo térmico adicional que varia de R\$ 6,1 bilhões a R\$ 11,5 bilhões por ano.

A consolidação das estimativas de custos fixos e variáveis relacionados aos parâmetros do LRCAP é apresentada a seguir:

Tabela 13 – Estimativa de Custos Fixo e Variável para cenários de variação de armazenamento.

Varição Armazenamento	Varição de Potência Hidrelétrica (GW)	LRCAP Custo fixo anual	LRCAP custo variável anual	Custo Total
$\Delta V(22 \rightarrow 50)$	4,6	R\$ 10,8	R\$ 6,1	R\$ 16,9
$\Delta V(30 \rightarrow 70)$	5,6	R\$ 13,2	R\$ 7,5	R\$ 20,6
$\Delta V(22 \rightarrow 100)$	8,7	R\$ 20,3	R\$ 11,5	R\$ 31,8

Trata-se de um montante expressivo, cujo impacto efetivo sobre os consumidores dependerá da formação do PLD e da correspondente alocação via encargos setoriais.

Diante do exposto, podemos concluir que **a perda de armazenamento de 70% para 30% de VU. é comparável ao custo de 20,6 bilhões de reais fixos e variáveis ao ano em encargos para os consumidores**, se fossem valorados ao recente LRCAP. Nesse caso, estima-se o **custo de cerca de 1 bilhão de reais por mês de despacho das UTEs**. Entendemos que parte ou integralidade desses valores deveriam ser incorporados nos estudos de definição do nível de aversão ao risco para todos os consumidores do sistema.

Em suma, a adoção de parâmetros de risco mais flexíveis (relaxamento do CVaR) leva os reservatórios a operarem próximos aos seus limites inferiores. Essa dinâmica gera perda de capacidade hidráulica, impondo o acionamento de usinas termelétricas de custo elevado e tornando questionável a tese de que a tolerância ao risco gera alívio tarifário. Recomenda-se que os modelos energéticos e o cálculo da CRef internalizem essas despesas, visto que superam largamente a economia teórica de uma



operação menos avessa ao risco. Diante disso, a reforçamos que a condução do ONS não é excessivamente conservadora, mas sim realista e amparada em sua vasta experiência — aspecto ainda sub-representado nos modelos atuais. Um **retrocesso na calibração do risco falharia em reduzir tarifas, servindo apenas para afastar as projeções matemáticas da realidade física e subestimar o ônus financeiro de substituir a geração hidrelétrica por recursos mais onerosos.**

Em termos comparativos, vale destacar que os **custos calculados no estudo da perda de potência hidrelétrica por redução do armazenamento superam a “economia” no custo térmico estimado em R\$ 5,4 bilhões decorrente o uso do par(15,30)** ao invés do par(15,40) para o cenário crítico E60A2021 calculado na Tabela 3 do Relatório CT PMO/PLD 001/2026. Ou seja, a economia de custo térmico do uso do par(15,30) não parece compensar o custo adicional da perda de potência hidrelétrica.

e) Da Diferença entre Preço Spot e Custo de Despacho

Do ponto de vista acadêmico, temos trabalhos que mostram a desconexão entre modelos e realidade operativa. O artigo de Alexandre Street⁸ argumenta que o principal problema estrutural do mercado brasileiro de eletricidade hoje é a **desconexão entre os preços spot (definidos no dia anterior) e os custos efetivos do despacho em tempo real**, o que impede que o mercado sinalize corretamente a escassez, a necessidade de flexibilidade e os custos associados à variabilidade das renováveis.

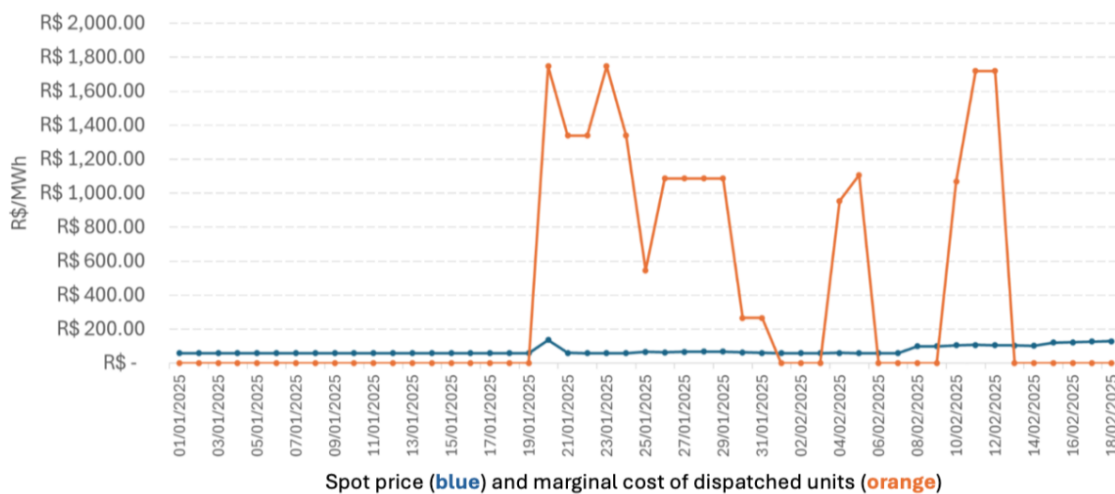


Figura 30 – Comparativo de preço spot e custo marginal do despacho no SIN. Fonte: Artigo Street.

Como as decisões de despacho em tempo real não são refletidas no preço spot, ocorrem desvios entre:

- **Preço spot (azul no artigo)** – calculado sem incorporar a operação real.
- **Custo marginal real do sistema (laranja)** – refletindo decisões de rampa, acionamento de usinas, restrições de rede e outras ações de correção do operador.

⁸ “When Prices Stop Telling the Truth: The Urgent Reform of the Brazilian Electricity Market, 7 de março de 2026”



AXIA ENERGIA

Como consequências dessa desconexão temos que geradores renováveis intermitentes não arcam com os custos que impõem ao sistema; e fornecedores de flexibilidade, principalmente hidrelétricas, não recebem pela operação em tempo real. Essa falta de sinalização distorce o valor das tecnologias, incentiva investimentos excessivos em fontes subsidiadas e reduz a eficiência do mercado e do planejamento.

Exemplo: 17 de fevereiro de 2026

O artigo apresenta um cenário em que a geração solar atingiu um pico de 40 GW. Ao meio-dia, houve uma redução significativa na participação das hidrelétricas, seguida pelo acionamento rápido dessas usinas no início da noite para compensar a diminuição da energia solar — um serviço de flexibilidade que não está refletido no preço spot.

Dado que o preço é definido com antecedência, toda a operação necessária para lidar com a variabilidade do sistema permanece fora do processo de formação de preço.

Por que isso representa um desafio para o mercado

A principal consequência é que o preço spot deixa de expressar as condições físicas reais do sistema, resultando em: perda de eficiência econômica, investimentos desalinhados, expansão de recursos que não internalizam seus custos, solicitações crescentes por subsídios e mecanismos paralelos (como leilões de capacidade) para corrigir distorções geradas pelo próprio modelo.

Proposta central de ajuste

No artigo, Street argumenta que reconectar o preço spot ao custo real do sistema requer:

- formação de preços alinhada com o despacho em tempo real (real-time pricing),
- criação de mercados de serviços ancilares,
- redução de subsídios,
- desenvolvimento de instrumentos de mercado para gerenciamento de risco e flexibilidade.

No entendimento da AXIA, a evidência apontada no artigo acadêmico mostra que o preço spot pode ser considerado baixo quando comparado com o preço do recurso despachado pelo Operador e deflagra a necessidade urgente de aprimoramento nos modelos em aderência à realidade operativa e o relaxamento dos parâmetros de aversão ao risco somente agravaria essa diferença.

f) Da Dinâmica do PLD em 30.03.2026

Interessante avaliar variações do preço spot que por vezes surpreende alguns agentes e pode dar a impressão equivocada de erro no modelo do PLD. Como vemos, embora necessite ter mais aderência à realidade operativa, os modelos indicam momentos distintos sobre energética (PLD mínimo) e de escassez de oferta para atender a demanda.

Conforme mostrado pela CCEE, em 30/03, os PLDs dos submercados oscilaram entre o piso (R\$ 57,31/MWh) e teto regulatório, em razão da combinação de boas condições hidrológicas e elevada geração solar. Sendo no período entre 19h e 20h, observou-se **convergência dos preços no PLD**



máximo horário regulatório (R\$ 1.611,04/MWh) em todos os submercados, diante do simultâneo aumento de carga e redução da geração renovável intermitente. Como resultado, os preços médios diários ficaram em R\$ 401/MWh no SE/CO, R\$ 511/MWh no Sul e R\$ 391/MWh no Nordeste e Norte.

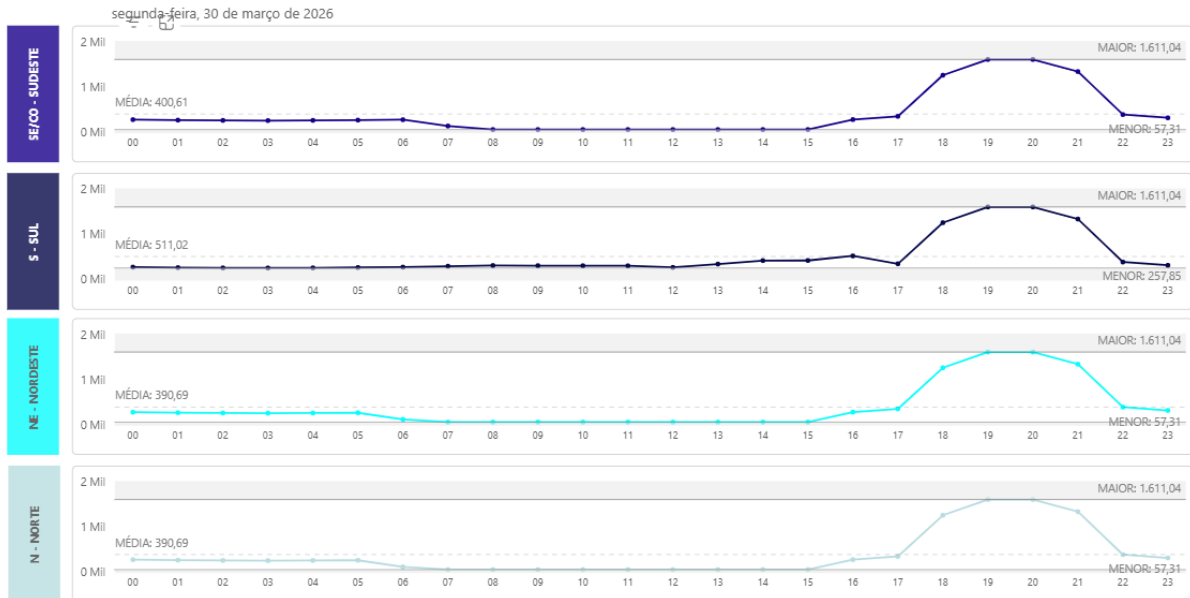


Figura 31 – Preço de Liquidação das Diferenças. Fonte CCEE.

De forma explicativa, a CCEE segmentou a análise no período de vale (08-15h) e período de pico (19-20h) explicando as variações tal com segue:



Tabela 14 – Extrato da variação do PLD de 30.06.2026. Fonte CCEE InfoPLD_Diario30032026.

	Demais Horas	Vale (08-15h)	Variação	Pico (19-20h)	Variação
PLD NE e Norte (R\$/MWh)	406,9	57,3	-349,6 (-86%)	1611,0	+1204,2 (+296%)
PLD Sul (R\$/MWh)	453,4	336,8	-116,7 (-26%)	1611,0	+1157,6 (+255%)
PLD SE/CO (R\$/MWh)	423,9	57,3	-366,6 (-86%)	1611,0	+1187,2 (+280%)
Carga SIN (GWmed)	85,1	93,0	+7,9 (+9%)	100,9	+15,8 (+19%)
Geração Eólica SIN (GWmed)	9,4	4,9	-4,5 (-48%)	7,5	-1,9 (-20%)
Geração MMGD SIN (GWmed)	1,4	19,9	+18,5 (+1321%)	0,0	-1,4 (-100%)
Geração Solar (UFV) SIN (GWmed)	1,4	12,4	+11,0 (+786%)	0,0	-1,4 (-100%)
Geração PCH + Biomassa SIN (GWmed)	5,2	5,1	-0,1 (-2%)	5,3	+0,1 (+2%)
GT Compulsória ² SIN (GWmed)	5,7	5,4	-0,3 (-5%)	5,8	+0,1 (+2%)
Carga Líquida ¹ SIN (GWmed)	62,0	45,3	-16,7 (-27%)	82,3	+20,3 (+33%)
GT Ordem de Mérito SIN (GWmed)	2,1	0,4	-1,7 (-81%)	4,6	+2,5 (+119%)
GH SIN (GWmed)	59,9	44,9	-15,0 (-25%)	77,7	+17,8 (+30%)

Vale (8h às 15h): “o PLD recuou para R\$ 57/MWh no SE/CO, Nordeste e Norte como consequência da redução da carga líquida do SIN (-16,7 GWm), associada à elevada geração de UFV e MMGD (+29,5 GWm) em relação as demais horas. Ainda assim, o submercado Sul permaneceu descolado, com preços na casa de R\$ 340/MWh, evidenciando a adversidade hidrológica da região, que apresenta armazenamento reduzido (em torno de 33%, próximo ao Volume Mínimo Operativo de 30%). Esse contexto estabelece a necessidade de preservação dos reservatórios da região, mantendo despacho térmico contínuo (0,9 GWm) e elevado intercâmbio importador (6,5 GWm), já no limite da capacidade de transmissão.”

Pico (19h às 20h): “os preços atingem R\$ 1.611/MWh em todos os submercados, refletindo o aumento da carga líquida¹ do SIN (+20,3 GWm) em relação as demais horas. **Esse movimento resulta da combinação de redução da geração intermitente: eólica, UFV e MMGD (-4,7 GWm) e a elevação da carga (+15,8 GWm), que ultrapassa o patamar de 100 GWm, devido a manutenção das altas temperaturas nos últimos dias. Para atendimento desse incremento de carga, há aumento da geração hidrelétrica (+17,8 GWm) e maior despacho térmica no mérito (+2,5 GWm)”**

Do exposto, observamos que a variação do PLD no dia 30 decorreu de alterações de geração e carga líquida, notadamente sob influência da MMGD, renováveis intermitentes e variação da carga. O dia 30/03/2026 mostrou a responsividade do sinal do PLD em face de variações nas condições de oferta e demanda do sistema, função primordial do modelo e da sua capacidade de capturar as mudanças significativas no setor elétrico com participação cada vez maior de fontes renováveis não controláveis.



VII. DAS SIMULAÇÕES E RESULTADOS

a) Da Avaliação do Cenário Crítico E60A21

Com o intuito de aprofundar e complementar as avaliações apresentadas no Relatório CT PMO-PLD 001/2026, procedeu-se à realização de simulações suplementares abrangendo o horizonte de janeiro a dezembro de 2026. O escopo destas rodadas consistiu em analisar a evolução dos níveis de armazenamento sob condições críticas, ainda que plausíveis, caracterizadas por baixos volumes iniciais e hipóteses de afluências hidrológicas severas.

A fim de garantir a comparabilidade com os dados consolidados pelo ONS e pela CCEE, as simulações desenvolvidas incorporaram premissas metodológicas convergentes, com destaque para os seguintes pontos:

- **Modelo de Despacho:** Aplicação do modelo NEWAVE (versão 31), contemplando a representação individualizada da UHE Canastra;
- **Condições Hidrológicas:** Adoção de Energia Natural Afluente (ENA) equivalente a 60% da Média de Longo Termo (MLT) e volumes iniciais de armazenamento idênticos aos verificados em 2021. Destaca-se, contudo, uma premissa diferenciada em relação à Nota Técnica Conjunta: utilizou-se o perfil de vazões efetivamente observado em 2021, discriminado por posto e por período;
- **Convergência:** Fixação do número de iterações em 50 no NEWAVE, visando conferir maior estabilidade numérica aos resultados;
- **Restrições Operativas:** Implementação dos novos patamares de Volume Mínimo Operativo (VMinOP) estabelecidos para os subsistemas Nordeste e Norte.

A análise dos resultados aponta que a combinação de afluências bastante restritivas com armazenamentos iniciais reduzidos (na ordem de 18,8% no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 27,9% no Norte) resultou no descumprimento da Curva Referencial de Armazenamento (CRef) no Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme ilustrado no gráfico a seguir, essa transgressão foi observada entre maio e novembro de 2026 para todos os pares de CVaR avaliados, estendendo-se também ao mês de abril para as configurações 15×30, 15×35 e 15×40.

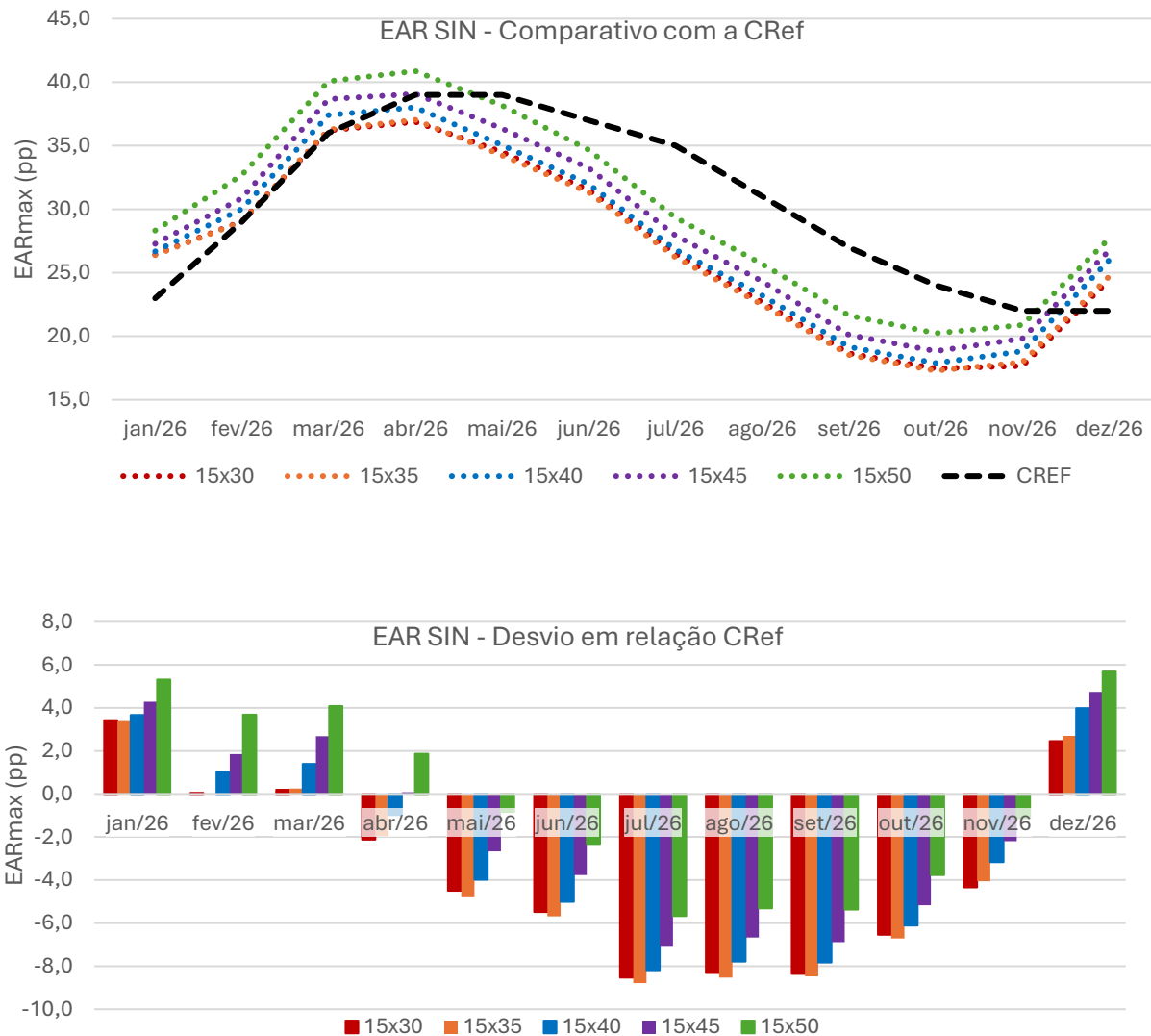


Figura 32 - Comparativo EAR vs CRef no SIN.

A despeito desse cenário desafiador, constata-se que as parametrizações de CVaR com maior aversão ao risco proporcionaram incrementos relevantes no armazenamento sistêmico, mesmo sob estresse hídrico. Especificamente ao final de dezembro de 2026, o par CVaR (15,50) conferiu um ganho de aproximadamente 3,3% no armazenamento do SIN em comparação ao CVaR (15,30). Sob a mesma ótica, o par CVaR (15,40) resultou em um acréscimo de cerca de 1,1% em relação ao CVaR (15,35) no mesmo horizonte de análise.

Cabe salientar que o final do período seco (novembro de 2026) representa o marco crítico para a avaliação da CRef. Mesmo diante de indicativos de recomposição dos reservatórios em dezembro, a prudência técnica exige considerar que eventuais frustrações ou atrasos no início do período úmido podem conduzir o sistema a uma situação de emergência hídrica. Esse fator corrobora a necessidade premente de manter margens de segurança adicionais ao longo de todo o segundo semestre.



Uma avaliação complementar foi direcionada especificamente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste sob o mesmo panorama crítico (ENA a 60% da MLT e perfil hídrico de 2021), com foco no comportamento da Energia Armazenada (EAR) em relação ao VMinOP. Os dados evidenciam a violação do VMinOP em todos os pares de CVaR durante o período analisado, embora em diferentes proporções. Contudo, as parametrizações mais conservadoras frente ao risco — destacando-se o CVaR (15,40) atualmente em vigor — garantiram retenção de volumes adicionais em comparação aos pares 15x30 e 15x35, mitigando tanto a frequência quanto a severidade das referidas violações.

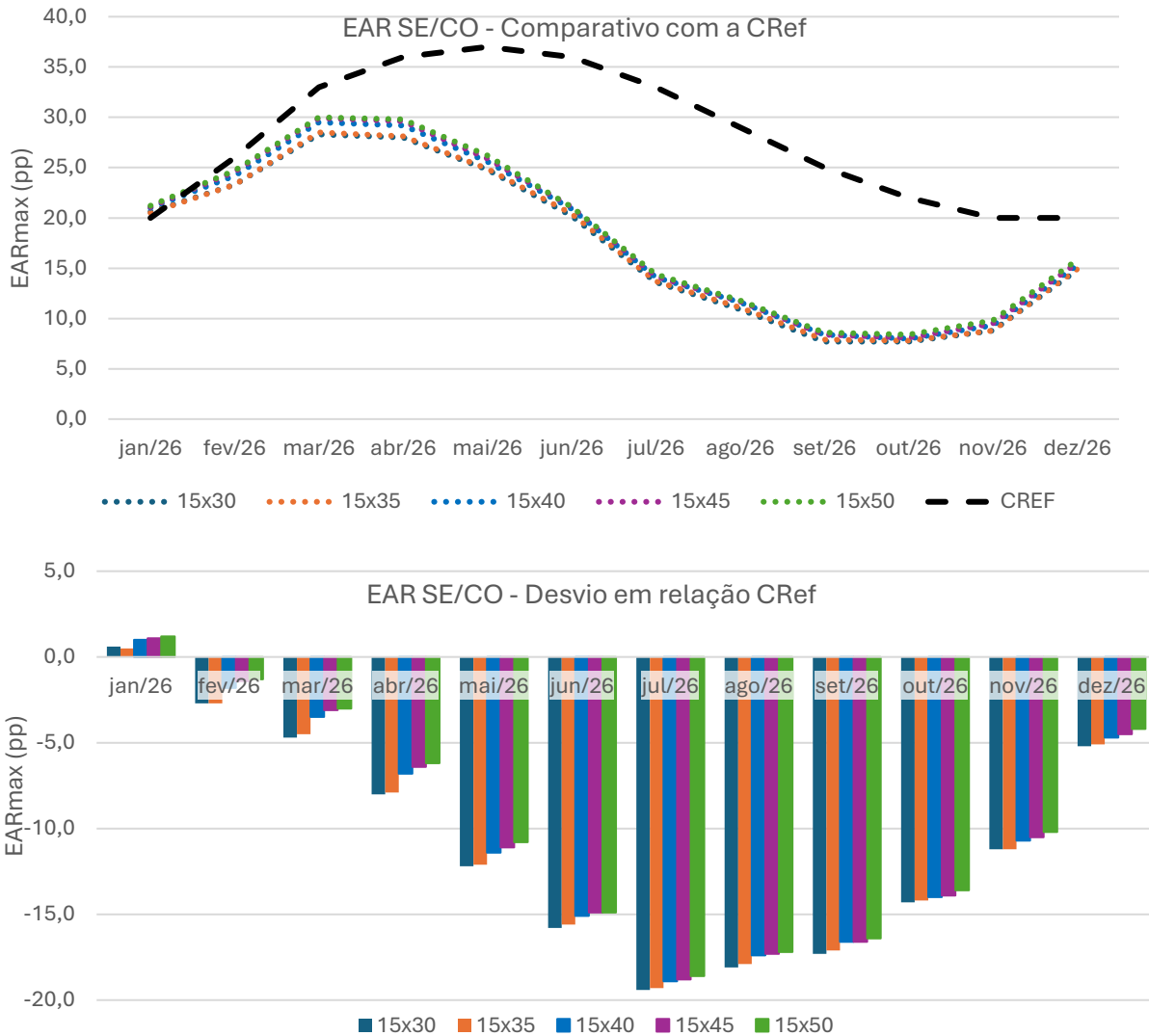


Figura 33 - SE/CO – Comparativo EAR vs VMinOP.

Essa dinâmica atesta a eficácia do mecanismo de aversão ao risco inerente ao CVaR, que atua de forma assertiva na sinalização de restrições de segurança energética em conjunturas de escassez hídrica e armazenamento depletado.

Embora os ganhos percentuais de armazenamento possam não parecer expressivos em termos absolutos — o que é natural em cenários de afluência extrema que já demandam despacho



AXIA ENERGIA

termelétrico intensivo —, é imperativo ressaltar o seu elevado valor sistêmico. Em níveis operacionais críticos, qualquer incremento hídrico preservado atua diretamente na mitigação de riscos e na preservação da segurança do abastecimento.

Diante do exposto, **as simulações ratificam o entendimento de que a manutenção de parâmetros de CVaR mais avessos ao risco, notadamente a vigência do CVaR (15,40), traduz-se em benefícios tangíveis para o SIN.** Essa diretriz eleva a resiliência dos reservatórios e atenua violações das referências operativas críticas, sem repassar impactos financeiros substanciais aos consumidores regulados, resultado que converge plenamente com as conclusões da Nota Técnica Conjunta ONS/CCEE.

b) Da Análise de Sensibilidade dos Parâmetros de Aversão ao Risco: Avaliação do Par (20,40)

Conforme análise apresentada pela empresa contratada Envol, em Nota Técnica anexa, foi conduzida uma avaliação de sensibilidade com o objetivo de testar a robustez da calibração adotada, por meio da simulação do par CVaR (20,40), mantendo-se inalteradas as demais premissas e cenários previamente considerados. A elevação do parâmetro alfa, de 15% para 20%, permite verificar se os resultados observados com o par (15,40) refletem um equilíbrio estrutural entre custo e segurança ou se decorrem de uma calibragem específica do nível de aversão ao risco, ao ampliar a frequência de consideração de cenários hidrológicos adversos na política operativa do modelo.

A análise abrangeu os quatro cenários E80A21, E60A21, E80A25 e E60A25, assegurando plena comparabilidade com os resultados anteriormente apresentados. A avaliação concentrou-se em indicadores agregados, notadamente a aderência à Curva de Referência (CRef) e o custo térmico no mérito, com o propósito de identificar se o aumento da aversão ao risco gera ganhos efetivos de segurança operativa ou apenas variações marginais, bem como de verificar se o par (15,40) já se encontra próximo de um ponto de equilíbrio na parametrização adotada.

Dos Impactos sobre os Níveis de Armazenamento

De forma geral, o par CVaR (20,40) apresenta níveis de armazenamento ligeiramente inferiores aos do par (15,40), sobretudo no período seco, permanecendo, ainda assim, acima daqueles observados no caso (15,35). Tal comportamento indica que o aumento do parâmetro alfa promove apenas um ajuste marginal da política operativa, sem impactos relevantes sobre a trajetória intertemporal dos reservatórios ou ganhos adicionais de segurança hídrica, especialmente ao final do período seco.

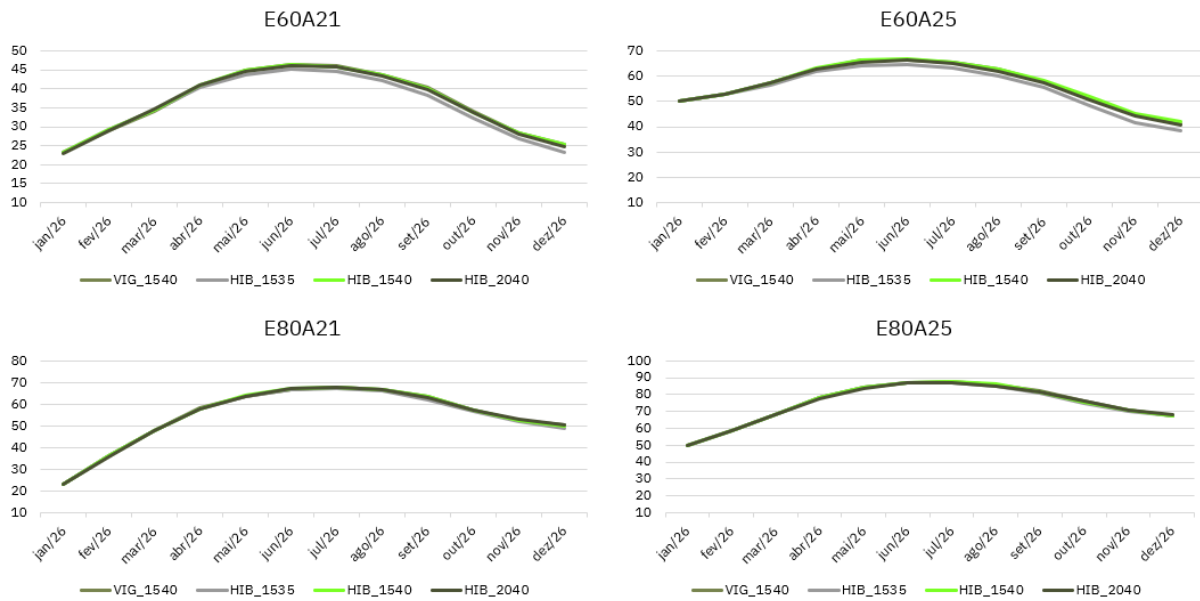


Figura 34 – Curva de Armazenamento para os casos. Fonte Relatório Envol Energy Consulting.

Em termos de custo, observa-se que o par (20,40) apresenta redução do custo térmico no mérito em relação ao (15,40), sem alteração significativa nos níveis de armazenamento ou na aderência à Curva de Referência (CRef). Esse resultado sugere que a redução de custo decorre de ajustes na internalização dos cenários adversos, e não de uma política operativa mais robusta.

A análise conjunta dos resultados indica, assim, que o par (15,40) já se encontra em uma faixa de equilíbrio estrutural entre custo e segurança, não sendo observados ganhos operativos relevantes com aumentos adicionais do parâmetro alfa.

Impactos sobre PLD

A análise da dispersão do PLD indica que o par $CVaR$ (20,40) mantém níveis elevados de variabilidade entre cenários ao longo do ano, semelhantes aos observados no caso vigente e sensivelmente superiores aos do par (15,40). A dispersão permanece mais acentuada nos períodos de transição e no período seco, especialmente nos subsistemas com menor capacidade de regularização, evidenciando elevada sensibilidade às condições hidrológicas.

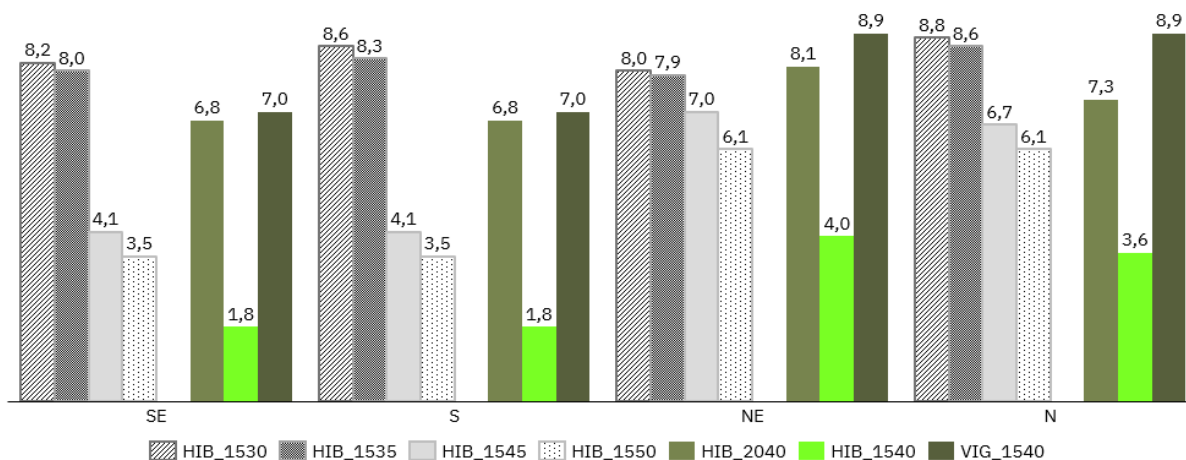


Figura 35 - Comparação da Dispersão Média do PLD por Subsistema - HIB_1540 vs HIB_2040. Fonte Relatório Envol Energy Consulting.

Os resultados mostram que o aumento do parâmetro alfa para 20% não promove redução relevante da volatilidade dos preços, nem ganhos de estabilidade dos sinais econômicos, aproximando o comportamento do modelo ao padrão do caso vigente. Em contraste, o par (15,40) se destaca como a parametrização que reduz de forma mais consistente a dispersão do PLD nos diversos subsistemas, indicando melhor equilíbrio entre aversão ao risco e formação de preços, sem prejuízo da aderência à Curva de Referência.

Aderência à CRef vs Custo Econômico

A comparação entre os pares *CVaR* (20,40) e (15,40) indica níveis muito próximos de aderência à Curva de Referência, sem evidência de ganho adicional de segurança com o aumento do parâmetro alfa. Embora o par (20,40) apresente redução relevante do custo térmico no mérito, tal resultado não se acompanha de melhorias estruturais na robustez operativa do sistema, uma vez que não há elevação significativa do armazenamento ao final do período seco nem redução consistente da dispersão do PLD.

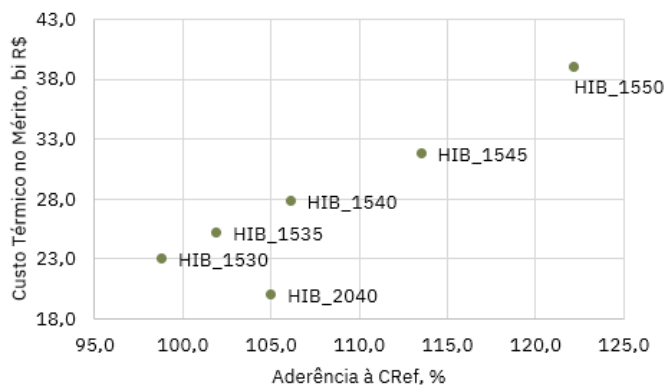


Figura 36 - Fronteira Custo vs Segurança (CRef). Fonte Relatório Envol Energy Consulting.



análise conjunta com a fronteira custo versus segurança reforça que ambos os pares se situam em uma mesma região de soluções eficientes, na qual variações moderadas na aversão ao risco produzem efeitos apenas marginais. Nesse contexto, os resultados confirmam que a parametrização (15,40) já representa um equilíbrio adequado entre custo e segurança, não sendo observados ganhos operativos adicionais relevantes com a adoção do par (20,40).

Cumpramos ressaltar, conforme demonstrado em outros trechos desta contribuição, que as simulações apresentadas não incorporam o despacho fora da ordem de mérito, seja para atendimento aos limites mínimos de geração por submercado, seja para fins de aderência à Curva de Referência (CRef). Ademais, observa-se que, na operação real, o ONS vem promovendo níveis de despacho térmico superiores àqueles indicados atualmente pelo modelo DESSEM, o que evidencia um descolamento entre os resultados modelados e a prática operativa.

c) Do Efeito da Representação do LRCAP nos Modelos

O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP 2026), citado noutras partes desse documento, foi realizado em março deste ano e contratou cerca de 19 GW, ao preço médio de R\$ 2,33 milhões por MW/ano, com Custo Variável Unitário (CVU) médio das UTEs da ordem de R\$ 1.433/MWh.

O efeito da representação do LRCAP 2026 nas condições de atendimento à CRef, embora não coincida com o ciclo avaliado na presente consulta externa, é objeto de debate entre os agentes, motivo pelo qual trazemos alguns resultados a seguir.

Em adição à análise feita na seção “III. Da Proposta de Ajuste do Cálculo de Atendimento À CRef” onde retirou-se a GFOM dos cálculos, agora houve a incorporação do LRCAP com o cenário “Com LRCAP”. Para o **Par(15,35)** observamos redução média de 94,0% para 90,8% (-3,2pp) na aderência à CRef considerando os quatro cenários hidrológicos, conforme gráfico a seguir.

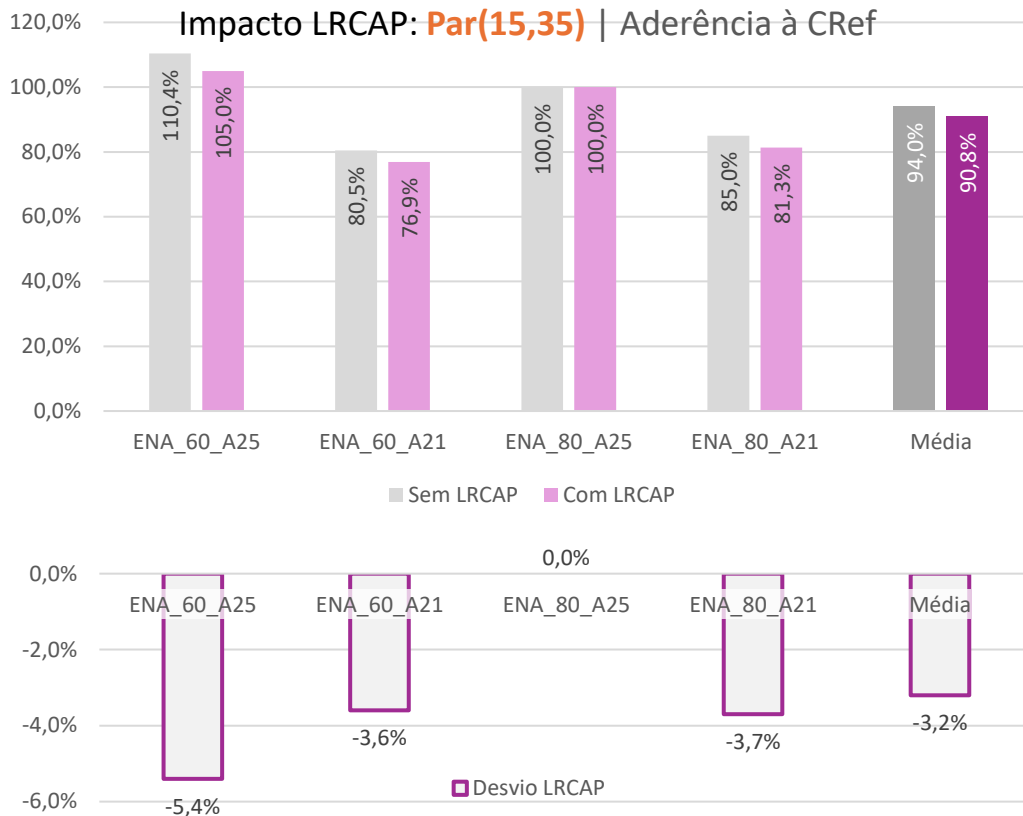


Figura 37 – Impacto LRCAP para o **Par(15,35)** na aderência à CRef.

Para o **Par(15,40)** observamos redução média de 96,0% para 93,4% (-2,6pp) na aderência à CRef considerando os quatro cenários hidrológicos, conforme gráfico a seguir.

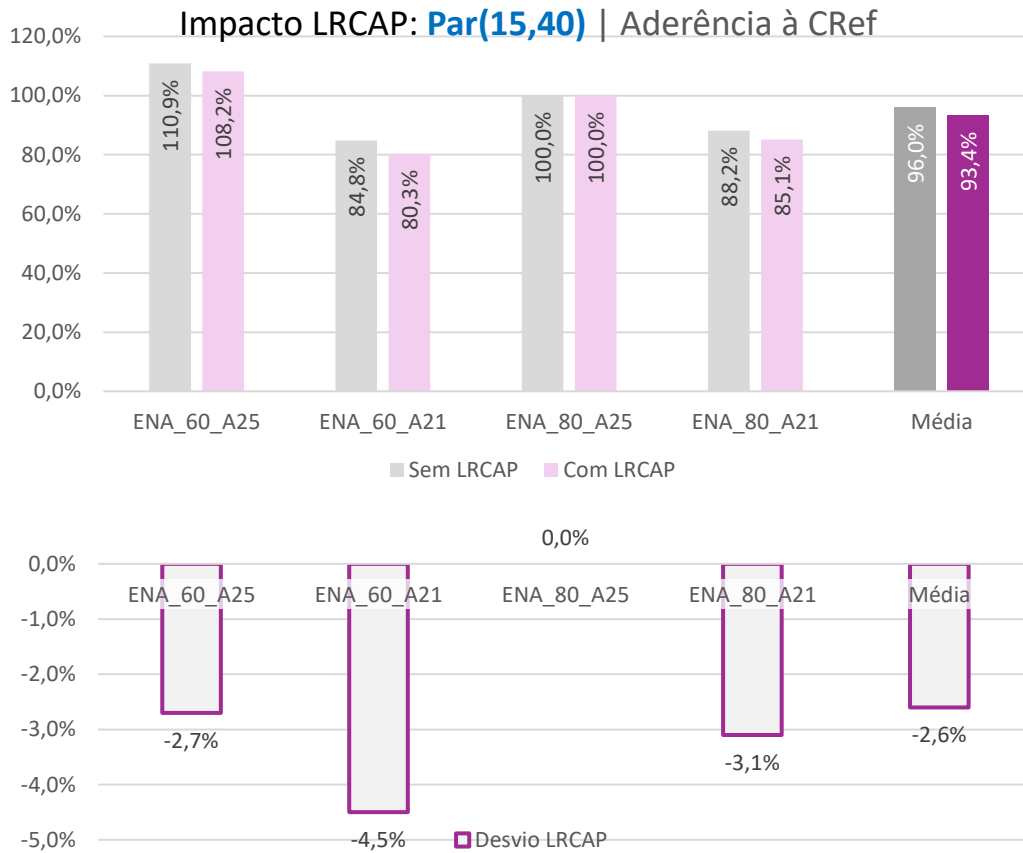


Figura 38 - Impacto LRCAP para o **Par(15,40)** na aderência à CRef

Do exposto nesse estudo, podemos concluir que **caso o LRCAP 2026 fosse representado nos modelos**, ao invés de aumento, vislumbra-se uma **redução dos índices de aderência à CRef de 3,2pp. no par(15,35) e de 2,6pp. no par(15,40)**.

Quando considerados os valores apresentados no Relatório do CT PMO-PLD, a diferença torna-se ainda mais expressiva, com reduções de 11,7 e 12,7 pontos percentuais, respectivamente, passando de 101,9% para 90,8% no par (15,35) e de 106,1% para 93,4% no par (15,40). **Fato que corrobora a recomendação pela manutenção da parametrização vigente é que mesmo o par (15,40) se mostrou insuficiente no atendimento à Curva de Referência, ao registrar apenas 93,4% de atingimento.**

d) Da Avaliação da Variabilidade Amostral de Pares de CVaR Aplicada ao Modelo Newave

O modelo Newave é amplamente empregado no planejamento da operação eletroenergética de médio e longo prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), incorporando a incerteza hidrológica por meio de uma abordagem estocástica baseada em múltiplos cenários. Apesar da robustez da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), a utilização de um conjunto finito de cenários introduz variabilidade amostral nos resultados, associada à semente utilizada na geração das séries sintéticas.



No contexto da incorporação da aversão ao risco via Conditional Value at Risk (CVaR), observa-se que diferentes combinações de seus parâmetros podem produzir resultados operativos semelhantes, ao mesmo tempo em que apresentam diferentes níveis de dispersão em relação à variação da semente. Diante disso, este estudo tem como objetivo avaliar a variabilidade amostral dos resultados do Newwave sob diferentes parametrizações do CVaR, identificar famílias de parâmetros com comportamento operativo semelhante e analisar essas equivalências em relação à mudança de semente.

O estudo foi conduzido a partir da análise dos casos oficiais dos Programas Mensais da Operação Energética (PMO) de 09/2025 (período seco) e de 01/2026 (período úmido). Inicialmente, foram avaliados diferentes pares dos parâmetros do CVaR, o percentil de risco α e o peso do risco λ , com base em indicadores.

Embora o modelo otimize o problema considerando todo o horizonte (período de estudo + pós estudo), o interesse das instituições e dos agentes do setor se aos resultados do período de estudo, uma vez que o pós estudo é incluído como artifício para contornar o problema de “fim de mundo” existente em problemas de otimização de horizonte finito. Assim, as análises apresentadas a seguir são baseadas exclusivamente nos resultados do período de estudo.

A Figura 39 - (a) Custo de déficit X custo de geração térmica e (b) Armazenamento médio do horizonte de estudo X custo de geração térmica para cada par de parâmetros do CVaR avaliado do PMO 09/2025

apresenta os gráficos de Pareto das somas do custo de déficit X custo de geração térmica e de armazenamento médio do horizonte de estudo X soma do custo de geração térmica para o PMO 09/2025, respectivamente. A Figura 40 apresenta a mesma análise para o PMO 01/2026.

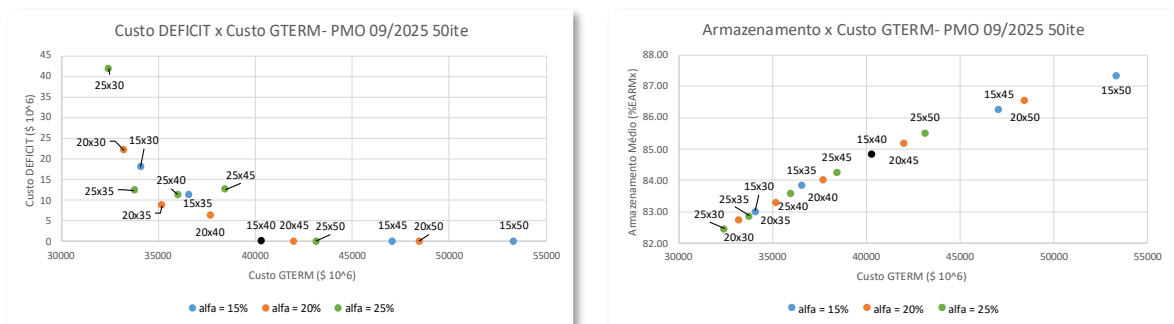


Figura 39 - (a) Custo de déficit X custo de geração térmica e (b) Armazenamento médio do horizonte de estudo X custo de geração térmica para cada par de parâmetros do CVaR avaliado do PMO 09/2025

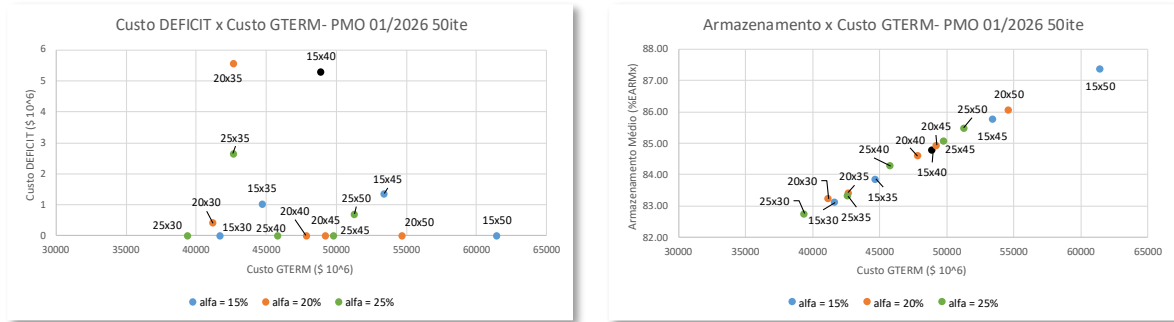


Figura 40 – (a) Custo de déficit X custo de geração térmica e (b) Armazenamento médio do horizonte de estudo X custo de geração térmica para cada par de parâmetros do CVaR analisado do PMO 01/2026.

Observa-se a formação de agrupamentos de soluções com comportamentos operativos semelhantes, capazes de produzir resultados semelhantes na simulação final. A parametrização de referência atual, CVaR (15,40), em ambos os PMOs, ficou posicionada numa região da fronteira de Pareto cercada por parametrizações próximas, como (20,40), (20,45), (25,45) e (25,50).

Em complemento, foram analisados os valores médios do CMO para o submercado Sudeste (**Erro! Fonte de referência não encontrada.** e Tabela 16), bem como os valores médios da energia armazenada do SIN e da geração térmica do SIN para os PMOs 09/2025 e 01/2026. Os resultados confirmam a existência de combinações de parâmetros de CVaR capazes de produzir valores médios semelhantes aos obtidos com o parâmetro de referência (15,40), reforçando a existência de famílias de parametrizações com comportamento operativo equivalente.

Tabela 15 - CMO (\$/MWh) médio do Sudeste no período de estudo para cada par de CVaR executado do PMO 09/2025.

α / λ	30	35	40	45	50
15	91.71	108.60	131.66	164.84	207.44
20	83.89	99.51	115.86	139.11	171.77
25	75.05	89.15	104.09	119.67	143.34

Tabela 16 – CMO (\$/MWh) médio do Sudeste no período de estudo para cada par de CVaR executado do PMO 01/2026.

α / λ	30	35	40	45	50
15	143.79	164.56	195.76	229.63	274.53
20	138.29	151.43	187.29	196.67	232.85
25	127.09	148.07	170.55	202.55	210.01

A seguir, é realizada a análise da variabilidade amostral de diferentes pares de parametrizações de CVaR a partir de um conjunto de 11 rodadas, considerando a execução oficial e outras dez variações



de sementes, aplicados aos PMOs 09/2025 e 01/2026, com o objetivo de avaliar a variabilidade dos resultados frente à aleatoriedade inerente ao processo estocástico.

Os resultados apresentados a seguir mostram que, de fato, ao aumentar a cauda da distribuição (parâmetro α) do par (15,40) para (25,40) a variabilidade é reduzida. Entretanto, essa alteração leva a um menor nível de aversão ao risco. Ao compensar essa redução, aumentando o peso da cauda (parâmetro λ), de forma a obter níveis de segurança semelhantes, como nos pares (25,45) ou (25,50), observa-se um aumento da dispersão. Ou seja, **pares de CVaR que apresentam operações semelhantes tendem também a apresentar dispersões semelhantes.**

Esse comportamento é mostrado nas figuras a seguir para o COPER, Energia armazenada do SIN (e o CMO do Sudeste do PMO 09/2025. Além disso, também são mostrados os gráficos de Pareto para as 11 sementes.

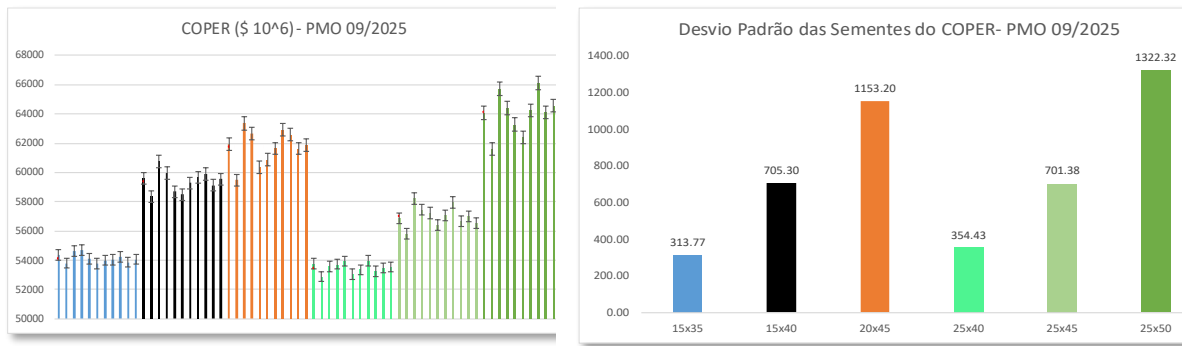


Figura 41 - Custo de operação da simulação final e Desvio padrão para 11 sementes, para cada par de CVaR selecionado do PMO 09/2025

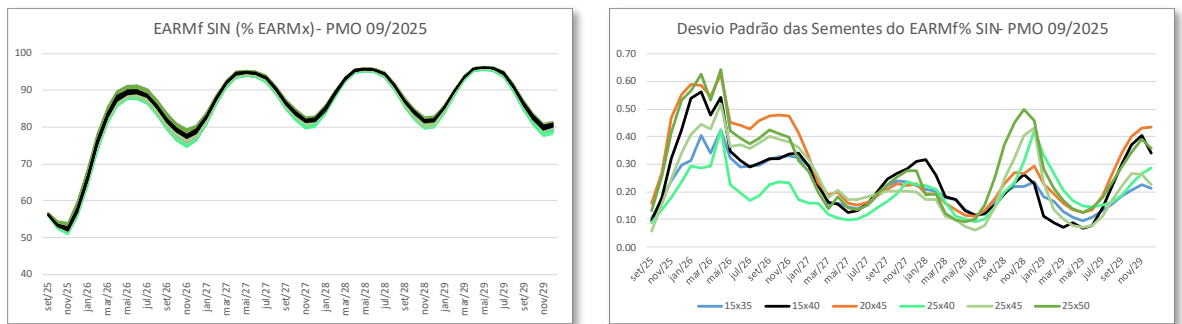


Figura 42 – Energia armazenada (%EARMx) do SIN e Desvio padrão, para 11 sementes, para cada par de CVaR selecionado do PMO 09/2025.



AXIA ENERGIA

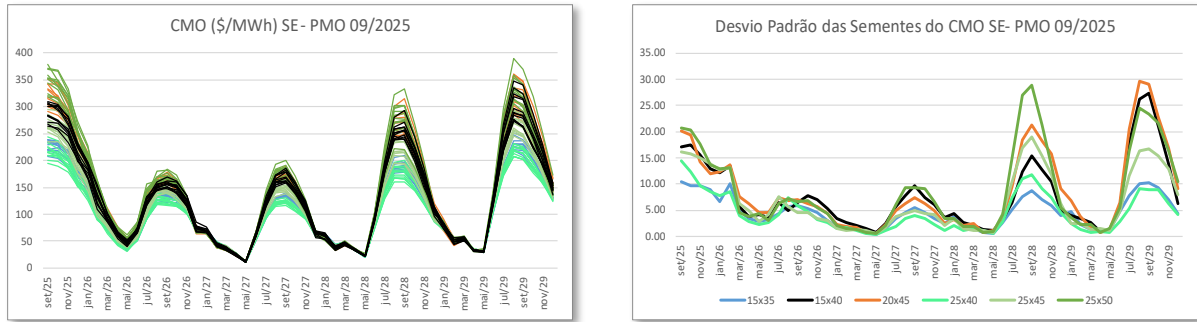


Figura 43 – Custo Marginal de Operação (\$/MWh) do Sudeste e Desvio padrão, para 11 sementes, do para cada par de CVaR selecionado do PMO 09/2025.

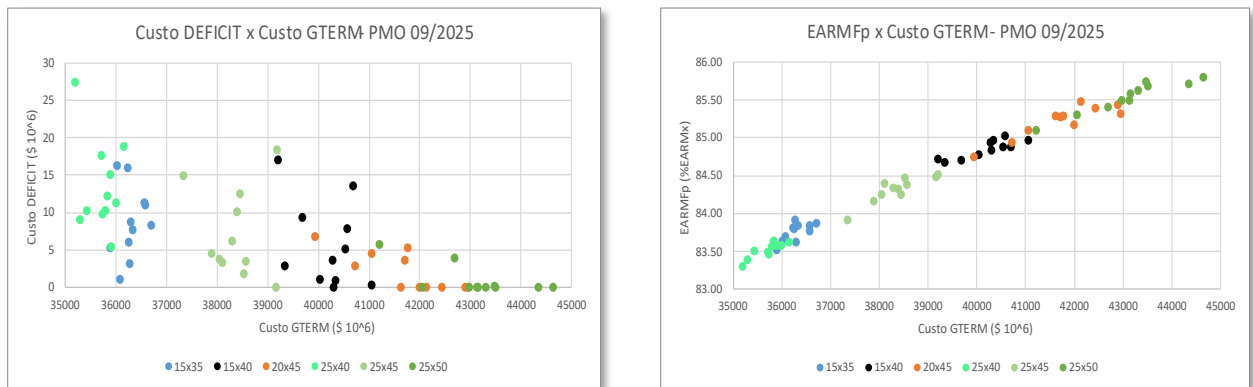


Figura 44 – (a) Custo de Déficit X Custo de Geração Térmica e (b) Armazenamento médio do horizonte, para 11 sementes, para cada par de CVaR selecionado do PMO 09/2025.

A seguir, esse comportamento é mostrado para o COPER e CMO do Sudeste do PMO 01/2026. Além disso, também são mostrados os gráficos de Pareto para as 11 sementes.

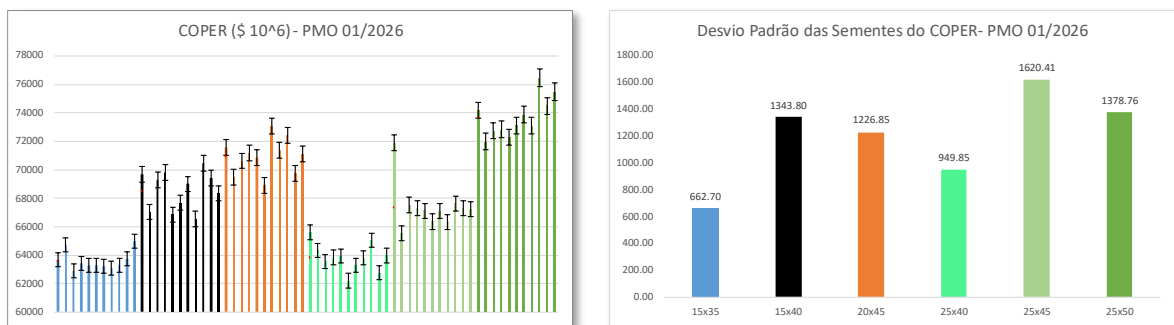


Figura 45 - Custo de operação da simulação final e Desvio padrão para 11 sementes, para cada par de CVaR selecionado do PMO 01/2026.

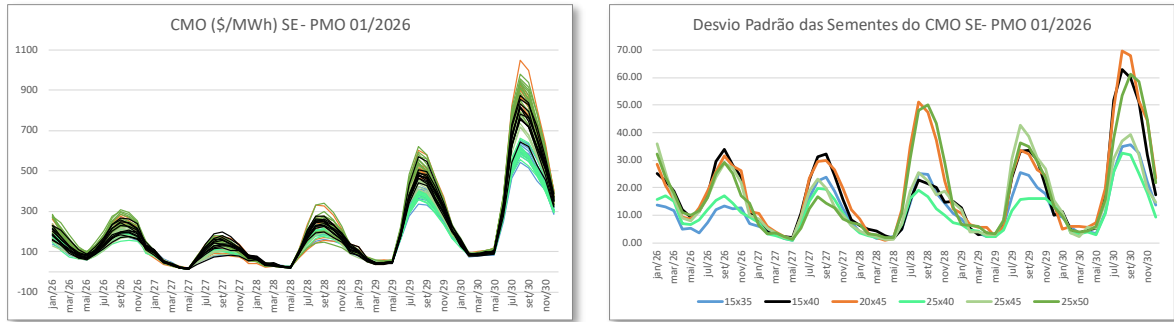


Figura 46 - Custo Marginal de Operação (\$/MWh) do Sudeste e Desvio padrão, para 11 sementes, do para cada par de CVaR selecionado do PMO 01/2026.

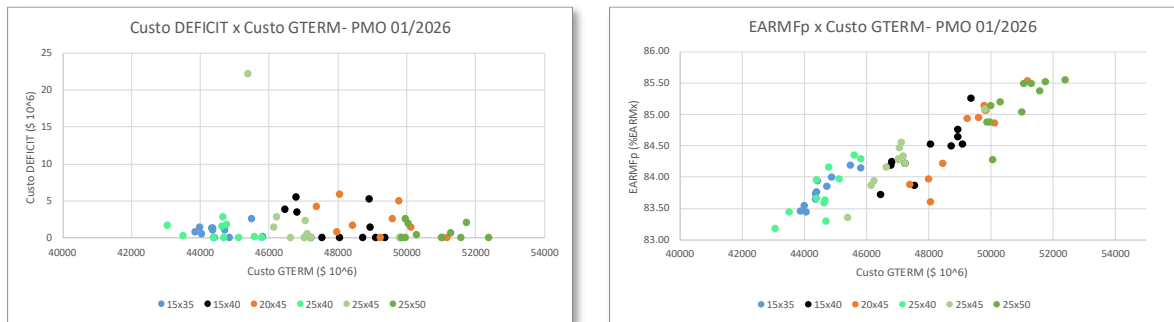


Figura 47 - (a) Custo de Déficit X Custo de Geração Térmica e (b) Armazenamento médio do horizonte, para 11 sementes, para cada par de CVaR selecionado do PMO 01/2026.

A análise de variabilidade amostral mostrou que, embora diferentes sementes gerem trajetórias coerentes dentro de uma mesma parametrização, o nível de dispersão depende da forma e da intensidade da aversão ao risco. Observou-se que a ampliação da cauda da distribuição considerada tende a reduzir a variabilidade, enquanto o aumento do peso do risco, utilizado para manter níveis de segurança semelhantes, pode elevar novamente a dispersão dos resultados.

Como conclusão, **não foi identificada predominância de uma família de alfa em relação a outras. Embora existam representantes similares em outras famílias, o par vigente (15,40) cumpre a função da sinalização de aversão ao risco.** Isso é corroborado pelo trabalho realizado pela ENVOL Consultoria (anexo a esta contribuição).

VIII. DAS CONCLUSÕES

A **segurança operativa** do Sistema Interligado Nacional constitui atribuição do Poder Executivo, exercida por meio do **CMSE** com suporte técnico do **ONS**. Do exposto no documento, a AXIA Energia destaca os seguintes pontos:

- No contexto da recente evolução metodológica de atendimento à CRef, alertamos que a **inclusão da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM) nas simulações de calibração do CVaR**



acabam por elevar os índices de aderência à CRef calculados. Como observamos nas simulações, o fato incrementar o reservatório com a GFOM, reduz-se o requisito de aderência a CRef e os resultados de aderência à CRef mostram-se superestimados. **Nas simulações os pares (15,35) e (15,40) ficam abaixo de 100% de aderência à CRef. A alegada ultrapassagem da Curva de Referência (CRef), da ordem de 106%, revela-se, na realidade, como insuficiência de atendimento para o par vigente (15,40), uma vez que o percentual efetivo de atingimento corresponde a aproximadamente 96%, motivo pelo qual se recomenda a manutenção da parametrização atual.** Para mitigar esse viés e garantir uma avaliação técnica mais robusta, propõe-se a exclusão da inserção forçada da GFOM (2ª fase do modelo Decomp) nos estudos de calibração do presente ciclo, assegurando que os resultados reflitam a real necessidade preventiva do sistema e resguardem a segurança energética. Haja vista a manutenção dos parâmetros vigentes é opção segura e já manifestada antecipadamente pelo CMSE, entendemos ser **imprescindível a correção na simulação dos índices de aderência à CRef para qualquer alteração dos parâmetros de aversão ao risco vigente**, sob risco da avaliação técnica robusta e da segurança energética.

- O CMSE manifestou antecipadamente a favor da **manutenção da percepção de risco** vigente refletida nos trabalhos técnicos do CT PMO-PLD que analisou pares de CVaR distribuídos de forma simétrica em relação ao par atualmente utilizado.
- O **Plano de Redução de Reservatórios (PRR)** estabelece diretrizes claras voltadas à **preservação dos níveis de aversão ao risco**, em reconhecimento às mudanças estruturais do sistema e à necessidade de maior resiliência frente a cenários adversos.
- A **matriz elétrica brasileira passa por transformação estrutural relevante**, com destaque expansão acelerada de **fontes intermitentes e redução contínua da controlabilidade** do despacho, o que reforça a necessidade de mecanismos explícitos e estáveis de aversão ao risco.
- A **operação real evidencia que o ONS despacha sistematicamente geração térmica superior àquela indicada pelos modelos**, sobretudo para atendimento à ponta, demonstrando que **sinal do modelo “menos conservador” não se traduz na prática em redução efetiva de custos**.
- Foi mostrada, inclusive pela CCEE, a **coerência na responsividade do Newave Híbrido com CVaR(15,40)** no ano de 2025. Portanto, **não se justificam as alegações de que o “modelo está excessivamente conservador” e nem as conclusões precipitadas de que a parametrização do CVaR precisa ser alterada**. Em outras palavras, a limitação temporal de apenas um ciclo anual não conduz ao diagnóstico de falta de aderência do modelo Newave Híbrido à segurança e custos.
- Em que pese ser legítima a reavaliação periódica pelo CMSE, a **estabilidade da aversão ao risco nos modelos é essencial para a previsibilidade regulatória e para a segurança do mercado**.
- A **correta sinalização de preços** — cuja aversão ao risco nos modelos tem papel central — orienta investimentos e comportamento eficientes, evitando distorções alocativas e assegurando a sustentabilidade econômica do Setor.



- **Com a atual expansão do mercado livre torna-se ainda relevante a sinalização de preços**, dado que o mecanismo de expansão (tipicamente o LEN) da energia não orienta mais a expansão do parque gerador.
- Há **evidências consistentes de sobreoferta fictícia nos modelos**, seja por políticas operativas, seja por hipóteses hidrológicas, capazes de levar a um **atingimento artificial da CRef nas simulações**, com base em recursos limitados ou inexistentes, mascarando riscos operativos reais.
- O encadeamento **Newave–Decomp–Dessem** tem apresentado **aderência adequada nos dias típicos**, refletindo corretamente situações de sobra e escassez entre dias úteis e fins de semana, bem como variações intradiárias em dias úteis com **carga líquida elevada na ponta**.
- O **VMinOP, além de previsto no PRR, constitui instrumento necessário** e complementar à gestão de risco, sendo **insuficiente a adoção isolada do CVaR**, o que justifica a utilização **conjunta** desses mecanismos para assegurar a segurança energética em cenários de baixa hidrologia e níveis reduzidos de armazenamento.
- Na análise do *trade-off* entre segurança e custos, mostramos análise que o **HIB(15,40) é a única configuração com baixa variabilidade, média central e ausência de viés**. O HIB(15,35) tem custo médio semelhante, mas é assimétrico e tende à redução de custo com relaxamento da segurança operativa e HIB(15,45) é mais assimétrico, com aumento de custo.
- A **parametrização vigente** contribuiu para **redução da volatilidade** após a migração do modelo agregado para o **Newave Híbrido**, preservando a coerência econômica da operação e evitando **sinais artificiais de preço** que conduziram à **alocação ineficiente de custos** e à sua **socialização via encargos setoriais**.
- O par **CVaR (15,40) com Newave Híbrido** apresenta **elevada aderência ao comportamento do CVaR (25,35) com Newave REE**, vigente em 2023 e 2024, evidenciando a **estabilidade do nível de aversão ao risco**, que em 2026 completará seu **quarto ano de vigência**.
- Embora existam **famílias de parâmetros do CVaR** com resultados semelhantes, **não foi identificada predominância de uma família de alfa em relação a outras**. O par **vigente (15,40) cumpre a função da sinalização de aversão ao risco**. Nesse sentido, eventual reavaliação deve ocorrer **exclusivamente nos ciclos próprios de construção da CRef e calibração do CVaR**, especialmente diante dos prazos estabelecidos pela governança setorial.
- O **relatório do CT PMO-PLD** demonstra que o par **(15,40) é o mais aderente ao regime vigente**, apresentando **menores desvios operativos** e maior consistência com os objetivos combinados de **segurança e eficiência**.
- Na simulação de inclusão do LRCAP 2026 nos modelos, ao invés de aumento, os resultados indicaram redução dos índices de aderência à CRef no par(15,35) de 3,2pp. e no par(15,40) de 2,6pp. Quando considerados os valores apresentados no Relatório do CT PMO PLD, a diferença torna se ainda mais expressiva, com reduções de 11,7 e 12,7 pontos percentuais, respectivamente, passando de 101,9% para 90,8% no par (15,35) e de 106,1% para 93,4% no par (15,40). **Fato que corrobora a recomendação pela manutenção da parametrização**



vigente é que mesmo o par (15,40) se mostrou insuficiente no atendimento à Curva de Referência, ao registrar apenas 93,4% de atingimento.

- **Serviços ancilares, Reserva de Potência Operativa (RPO) e restrições elétricas** reforçam que a segurança do sistema demanda **margens adicionais**, sobretudo para compensar hidrelétricas alocadas como backup, não plenamente capturadas por sinais de preço excessivamente suavizados.
- Com base no recente Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP 2026), estimamos que a **redução de armazenamento de 70% para 30% de VU. é comparável ao custo de 21 bilhões de reais fixos e variáveis ao ano em encargos para os consumidores, necessitando que uma avaliação acerca desse impacto** seja incorporada no estudo de aversão ao risco. Nesse caso, estima-se o **custo de cerca de 1 bilhão de reais por mês de despacho das UTEs**. Nesse contexto, **sem a consideração desses custos, não é possível afirmar, de forma categórica, que a adoção de parâmetros menos restritivos conduziria à redução de custos sistêmicos** ou a redução de tarifas dos consumidores.

Em conclusão, as simulações realizadas e a operação efetivamente observada **corroboram que a manutenção do CVaR (15,40), embora se mostre insuficiente para atendimento ao percentual mínimo da CRef (96%),** se configura como a opção mais aderente ao comando exarado pelo CMSE e oferece **benefícios concretos à segurança energética**, ao ampliar os níveis de armazenamento e mitigar violações às referências operativas críticas, **sem impactos relevantes de custo aos consumidores regulados**, em plena convergência com o Relatório CT PMO-PLD 001/2026.



AXIA ENERGIA

ANEXO NOTA TÉCNICA ENVOL - Parâmetros de CVaR e VMinOP | CONSULTA EXTERNA Nº 001/2026



Parâmetros de CVaR e VMinOP:

Contribuição técnica da Axia

Energia à Consulta Externa nº

001/2026

Nota Técnica

Análise Técnica

A presente Nota Técnica tem como objetivo analisar criticamente os parâmetros de aversão ao risco nos modelos de operação e planejamento do setor elétrico, em especial o CVaR e o VMinOp, com efeitos para 2027, avaliando sua aderência aos critérios de segurança energética e seus impactos sobre os custos sistêmicos.

São Paulo, 10 de abril de 2026



Página intencionalmente deixada em branco



ABREVIATURAS

Sigla	Descrição
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR-D	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – Disponibilidade
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRef	Curva de Referência de Armazenamento
CT PMO/PLD	Comitê Técnico do Programa Mensal da Operação / Preço de Liquidação das Diferenças
CVaR	Conditional Value-at-Risk
DECOMP	Modelo de Programação da Operação de Curto Prazo
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo
E60A21	Cenário com ENA de 60% e armazenamento inicial de Jan/2021
E60A25	Cenário com ENA de 60% e armazenamento inicial de Jan/2025
E80A21	Cenário com ENA de 80% e armazenamento inicial de Jan/2021
E80A25	Cenário com ENA de 80% e armazenamento inicial de Jan/2025
EAR	Energia Armazenada
EARmax	Energia Armazenada Máxima
EER	Encargo de Energia de Reserva
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
GSF	Generation Scaling Factor
GT	Geração Térmica
HIB	Configuração do modelo NEWAVE Híbrido
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
NEWAVE	Modelo de Planejamento Energético de Médio Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação
PRR	Plano de Recuperação de Reservatórios
SIN	Sistema Interligado Nacional
VIG	Configuração vigente dos parâmetros
VMinOp	Volume Mínimo Operativo

LISTA DE FIGURAS, TABELAS E GRÁFICOS

Figuras

Figura 1 - Processo técnico com decisão final centralizada no CMSE	15
Figura 2 - Curva de Distribuição	20

Gráficos

Gráfico 1 - Curvas Referenciais 2026	24
Gráfico 2 - Níveis de Segurança do EAR _{máx} para 2027	27
Gráfico 3 - Histórico da Energia Afluente do SIN nos Últimos 5 Anos, %MLT	29
Gráfico 4 - Histórico do Armazenamento Inicial no SIN, %.....	30
Gráfico 5 - Nível de Atendimento Médio da CRef para Cada Par de CVaR	31
Gráfico 6 - Fronteira Custo vs Segurança (CRef)	33
Gráfico 7 - Energia Armazenada Inicial vs Curvas Referenciais 2026 por Cenário	34
Gráfico 8 – Comparação Geração Térmica Dessem vs Realizado 2026 por Submercado ...	41
Gráfico 9 - Comparação Geração Térmica Dessem vs Realizado 2026 SIN	42
Gráfico 10 - Comparação da dispersão média do PLD por subsistema – HIB_1540 vs VIG_1540	49
Gráfico 11 - Trade-off entre Aversão ao Risco e Impacto Tarifário	52
Gráfico 12 - Energia Armazenada Inicial, %.....	54
Gráfico 13 - Comparação da Dispersão Média do PLD por Subsistema - HIB_1540 vs HIB_2040.....	56
Gráfico 14 - Fronteira Custo vs Segurança (CRef)	58

Tabelas

Tabela 1 - sustentação metodológica para as premissas da curva referencial 2026	23
Tabela 2 -Implicação Prática das Curvas Referenciais 2026	24
Tabela 3 - Histórico do Nível Mínimo de Segurança dos Reservatórios Aplicados no Modelo NEWAVE	26
Tabela 4 - Comparação dos Cenário por Aderência à CRef e Custos de Geração Térmica ..	32
Tabela 5 - Consolidação de Impactos Econômicos por Cenário (Delta custo total em relação ao caso base)	35
Tabela 6 - Decomposição dos Custos (Delta custo médio de cada cenário em relação ao caso base).....	36
Tabela 7 – Análise de Dispersão do Delta Custo Total e ESS	37
Tabela 8 - Índice de Assimetria	38
Tabela 9 - Relação entre valores máximos e mínimos do PLD em 2026 – Parametrização HIB_1540.....	48



Tabela 10 - Relação entre valores máximos e mínimos do PLD em 2026 – Parametrização VIG_1540	48
Tabela 11 -Diferencial mensal do PLD em 2026 (R\$/MWH) – Comparação HIB_1540 vs VIG_1540	50
Tabela 12 - Síntese dos Impactos Tarifários e Dispersão de Custos por Parametrização de CVaR	51
Tabela 13 -Relação entre Valores Máximos e Mínimos do PLD em 2026 – Parametrização HIB_2040	55

Índice

Sumário Executivo	8
I. Introdução	11
I.a. Contexto Regulatório	11
I.b. Objetivo da Nota Técnica	12
I.c. Estrutura do Documento	12
II. Governança e Processo Decisório	13
II.a. Estrutura Institucional e Papéis dos Agentes	14
II.b. Processo de Definição dos Parâmetros de Aversão ao Risco.....	15
II.c. Avaliação Crítica do Processo de Governança	16
III. Fundamentação Teórica: Aversão ao Risco nos Modelos de Planejamento e Formação de Preços	18
III.a. Natureza do Risco na Operação Hidrotérmica.....	19
III.b. O Mecanismo de CVaR nos Modelos NEWAVE e DECOMP	19
III.c. A Curva de Referência (CRef) como Instrumento de Política Operativa	21
III.d. O Papel do Volume Mínimo Operativo (VMinOp)	25
III.e. Interação entre CVaR, CRef e VMinOp: Complementaridade ou Potenciais Sobreposições	27
IV. Avaliação dos Resultados dos Cenários de Aversão ao Risco.....	28
IV.a. Aderência à CRef e Leitura dos Cenários	28
IV.b. Impactos sobre Armazenamento, Despacho Térmico, Custos e Indicadores Econômicos	33
IV.c. Avaliação Integrada e Implicações para a Definição dos Parâmetros.....	39
IV.d. Avaliação Comparativa Operação vs Projeção Modelo DESSEM 2025	41
V. Avaliação do VMinOp Proposto à Luz da CRef 2026.....	42
V.a. Fundamentação Conceitual	42
V.b. Critérios de Construção e Níveis de Segurança: Integração com a CRef 2026	44
V.c. Implicações Econômicas e Avaliação Crítica da Proposta.....	45
VI. Impactos Econômico-financeiros dos Parâmetros de Aversão ao Risco	47
VI.a. Impactos Sobre o PLD: Nível, Volatilidade e Sinal Econômico	48
VI.b. Análise dos Impactos Tarifários	51



VII. Análise de Sensibilidade dos Parâmetros de Aversão ao Risco: Avaliação do Par (20,40).....	53
VII.a. Impactos sobre os Níveis de Armazenamento	53
VII.b. Impactos sobre PLD.....	55
VII.c. Aderência à CRef vs Custo Econômico	57
VIII. Síntese e Recomendações	58
VIII.a. Síntese das Análises	58
VIII.b. Recomendações Técnicas	61
Referências Bibliográficas	64

Sumário Executivo

SE.1. A presente Nota Técnica tem como objetivo apoiar tecnicamente a contribuição da Axia Energia à Consulta Externa nº 001/2026, conduzida no âmbito do Comitê Técnico PMO/PLD, que trata da definição dos parâmetros de aversão ao risco a serem utilizados nos modelos computacionais de planejamento da operação e formação de preços do setor elétrico brasileiro.

SE.2. A discussão regulatória em curso insere-se em um contexto de crescente complexidade operativa do sistema, caracterizado pela expansão de fontes intermitentes, maior sensibilidade a restrições estruturais e aumento da relevância de eventos extremos. Nesse ambiente, a definição adequada do nível de aversão ao risco torna-se elemento central para o equilíbrio entre segurança energética, eficiência econômica e qualidade do sinal de preço.

SE.3. Os estudos conduzidos no âmbito do CT PMO/PLD, consolidados no relatório técnico de avaliação do nível de aversão ao risco para o ciclo 2025/2026, indicam que o mecanismo de CVaR permanece como instrumento robusto e consistente para a internalização do risco hidrológico nos modelos NEWAVE e DECOMP. Em particular, observa-se que o par (15,40) se posiciona em uma região eficiente da fronteira custo versus segurança, apresentando elevada aderência à Curva de Referência (CRef) com custo marginal compatível, sem evidências de conservadorismo excessivo.

SE.4. A análise dos cenários evidencia que parametrizações menos conservadoras, como o par (15,30), embora resultem em redução de custos no curto prazo, induzem níveis mais baixos de armazenamento, especialmente ao final do período seco, comprometendo a capacidade de regularização do sistema e aumentando a exposição ao risco em momentos críticos. Por outro lado, parametrizações mais conservadoras, como (15,50), implicam elevação significativa dos custos operativos, sem ganhos proporcionais de segurança, caracterizando retornos decrescentes da aversão ao risco.

SE.5. A avaliação integrada dos impactos econômicos demonstra que o par (15,40) apresenta comportamento equilibrado, com ausência de viés estrutural de custo e capacidade de adaptação às diferentes condições hidrológicas e de armazenamento inicial. Destaca-se, adicionalmente, que essa parametrização constitui a primeira configuração capaz de assegurar o atendimento da Curva de Referência (CRef) nos cenários mais críticos ao final do período seco, sem depender de margens residuais de segurança.

SE.6. Nesse contexto, embora o par (15,35) apresente desempenho intermediário sob uma leitura agregada dos resultados, sua eventual consideração deve ser vista com ressalvas, uma vez que não assegura o atendimento da CRef em cenários críticos, operando sistematicamente abaixo do limite mínimo ou com margens extremamente reduzidas. Tal comportamento evidencia ausência de robustez estrutural, indicando que a redução de custo observada está associada a uma política operativa menos segura.

SE.7. No que se refere à formação de preços, os resultados indicam que as parametrizações de aversão ao risco influenciam não apenas o nível do PLD, mas também sua dispersão e previsibilidade. Parametrizações intermediárias, como (15,40), tendem a promover maior estabilidade e coerência na sinalização econômica, enquanto configurações mais extremas ampliam a variabilidade entre cenários.

SE.8. A análise de sensibilidade realizada com o par (20,40) demonstra que o aumento do parâmetro alfa, que amplia o conjunto de cenários considerados, porém reduz o nível de aversão ao risco ao diluir o foco nos eventos mais extremos, não resulta em ganhos adicionais relevantes de segurança, uma vez que os níveis de aderência à CRef permanecem próximos aos observados para o par (15,40). Embora se observe redução do custo térmico total, essa variação não está associada a melhorias estruturais na robustez operativa, conforme evidenciado pelas análises de armazenamento e dispersão do PLD

SE.9. Nesse contexto, a reavaliação periódica dos parâmetros pelo CMSE mostra-se prática legítima e desejável, mas não implica, por si só, a necessidade de revisão. Na ausência de mudanças estruturais nos modelos ou nas premissas, a preservação da estabilidade metodológica torna-se elemento fundamental para a previsibilidade regulatória e para a credibilidade dos sinais econômicos, evitando a introdução de ruídos na formação de expectativas e contribuindo para a consistência das decisões de planejamento e operação.

SE.10. No que se refere ao Volume Mínimo Operativo (VMinOp), a análise indica que a proposta de atualização dos níveis mínimos de armazenamento se mostra tecnicamente adequada, com base em critérios consistentes e alinhamento com as Curvas Referenciais (CRef). Destaca-se, em particular, a recomendação de adoção dos valores de 23,1% para o Nordeste (NE) e 27,8% para o subsistema Norte (N), em consonância com requisitos operativos, diretrizes da ANA e experiência do ONS, garantindo coerência operativa.

SE.11. A avaliação do processo de governança evidencia avanços relevantes na estruturação institucional e na incorporação de mecanismos de participação social. Ainda assim, identificam-se oportunidades de aprimoramento, especialmente no fortalecimento da transparência, da rastreabilidade das decisões e da previsibilidade regulatória, aspectos essenciais para a consolidação de um ambiente decisório robusto.

SE.12. No âmbito metodológico, recomenda-se o aprimoramento dos modelos de planejamento e formação de preços (NEWAVE e DECOMP), com a incorporação, ainda que de forma agregada, de restrições operativas já consideradas no modelo de curtíssimo prazo (DESSEM), incluindo a adequada representação dos efeitos associados a limitações de rampa, requisitos de reserva de potência, maior granularidade dos patamares de carga para avaliação das condições de ponta e restrições de defluência condicionadas ao nível de armazenamento, em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 15.269/2025, de modo a reduzir os desalinhamentos entre os resultados dos modelos e a operação efetiva do sistema.



SE.13. Adicionalmente, recomenda-se que, no próximo ciclo de avaliação, seja conduzida uma rodada complementar de estudos que permita avaliar o comportamento dos pares de CVaR nos modelos, sem a aplicação de ajustes associados à geração fora da ordem de mérito nos níveis de armazenamento. A metodologia atualmente adotada, ao incorporar os efeitos da geração fora da ordem de mérito nos reservatórios, embora represente de forma mais fiel a operação, coordenada entre CMSE, ONS e CCEE, pode influenciar a dinâmica intertemporal do modelo e alterar a avaliação do atendimento à CRef.

SE.14. Nesse sentido, a realização de análises complementares sem a aplicação desses ajustes permitiria avaliar, de forma mais transparente, a capacidade intrínseca dos diferentes pares de CVaR em promover a recomposição dos reservatórios ao longo do horizonte, tanto em cenários médios quanto críticos. Essa abordagem contribuiria para o aprimoramento da avaliação metodológica, permitindo distinguir entre os efeitos decorrentes da parametrização do modelo e aqueles associados a intervenções operativas.

SE.15. Em síntese, os resultados desta Nota Técnica indicam que o atual nível de aversão ao risco, representado pelo par (15,40), encontra-se adequadamente calibrado, posicionando-se em uma região de equilíbrio entre segurança energética e eficiência econômica. Nesse contexto, recomenda-se sua manutenção como referência para o ciclo operativo 2027.

I. Introdução

I.a. Contexto Regulatório

1. A definição do nível de aversão ao risco nos modelos computacionais do setor elétrico brasileiro constitui um dos elementos centrais da política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN), influenciando diretamente tanto as decisões de despacho quanto a formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).
2. Historicamente, os modelos NEWAVE e DECOMP foram estruturados a partir de uma lógica de otimização baseada na minimização do custo esperado de operação. Contudo, conforme evidenciado no Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026, essa abordagem, quando adotada de forma isolada, não é suficiente para capturar adequadamente os riscos associados à ocorrência de cenários hidrológicos críticos, especialmente em situações de persistência de aflúências abaixo da média.

“Os modelos NEWAVE e DECOMP [...] foram originalmente concebidos com base no critério de minimização do valor esperado dos custos operativos. [...] Ao considerar exclusivamente o valor esperado, essa abordagem apresenta uma limitação importante: a ausência de mecanismos que representem a aversão a risco do setor frente à ocorrência de séries hidrológicas críticas. Em anos com aflúências persistentemente desfavoráveis, a política resultante pode conduzir a níveis de armazenamento excessivamente baixos, comprometendo a segurança do suprimento.”

3. Como resposta a essa limitação, foram introduzidos mecanismos de aversão ao risco, com destaque para o CVaR (Conditional Value at Risk) e o Volume Mínimo Operativo (VMinOp), que passaram a atuar de forma complementar na construção da política operativa. Enquanto o CVaR atua diretamente na função objetivo dos modelos, incorporando maior peso aos cenários de maior custo, o VMinOp estabelece restrições físicas mínimas de armazenamento, com o objetivo de preservar a governabilidade hidráulica do sistema.
4. No âmbito da Resolução CMSE nº 01/2025, foi estabelecida a necessidade de reavaliação dos parâmetros de aversão ao risco, conforme destacado a seguir:

“Em atendimento à Resolução CMSE nº 01/2025 [...], o ONS e a CCEE, com o apoio da EPE, vêm desenvolvendo subsídios à avaliação do nível de aversão ao risco dos modelos computacionais pelo CMSE. A definição dos parâmetros de aversão ao risco [...] deve ocorrer até dia 20 de maio de 2026, com vigência a partir da primeira semana operativa de janeiro de 2027.”



5. Nesse contexto, a Consulta Externa nº 001/2026 insere-se como etapa do processo de participação social, com o objetivo de ampliar a contribuição dos agentes e qualificar tecnicamente a decisão regulatória.

I.b. Objetivo da Nota Técnica

6. A presente Nota Técnica tem como objetivo fornecer uma avaliação técnica estruturada dos mecanismos de aversão ao risco atualmente utilizados nos modelos de planejamento e formação de preços, com foco específico:
 - i. na análise da adequação dos parâmetros vigentes do CVaR, à luz dos resultados apresentados nos estudos oficiais;
 - ii. na avaliação crítica da proposta de introdução ou ajuste do VMinOp;
 - iii. na quantificação e interpretação dos impactos operacionais e econômicos associados às diferentes configurações de parâmetros; e
 - iv. na proposição de recomendações técnicas voltadas ao aprimoramento da metodologia e da governança regulatória.
7. A abordagem adotada busca integrar elementos conceituais, institucionais e quantitativos, com base em evidências extraídas dos estudos conduzidos pelo CT PMO/PLD, bem como em análises complementares desenvolvidas ao longo deste trabalho.

I.c. Estrutura do Documento

8. Esta Nota Técnica está estruturada em oito capítulos.
9. Após esta introdução, o Capítulo 2 apresenta uma análise da governança e do processo decisório associado à definição dos parâmetros de aversão ao risco, incluindo uma avaliação crítica das práticas atuais e uma comparação com referências internacionais.
10. O Capítulo 3 discute os fundamentos teóricos dos mecanismos de aversão ao risco, detalhando o papel do CVaR, da Curva de Referência (CRef) e do VMinOp na formação da política operativa e na sinalização econômica do sistema.
11. No Capítulo 4, é realizada uma avaliação detalhada do CVaR vigente, com base nos resultados dos estudos prospectivos apresentados no relatório técnico do CT PMO/PLD, incluindo análise de sensibilidade, aderência à CRef e robustez dos resultados.



12. O Capítulo 5 apresenta a avaliação do VMinOp, explorando seus impactos operacionais, sua efetividade como instrumento de segurança energética e sua interação com os mecanismos existentes.
13. O Capítulo 6 consolida a análise dos impactos econômico-financeiros, incluindo efeitos sobre o nível e a volatilidade do PLD, custos sistêmicos e implicações para os agentes de mercado.
14. O Capítulo 7 apresenta a análise de sensibilidade dos parâmetros de aversão ao risco, por meio da simulação do par (20,40) sob os mesmos cenários considerados nas etapas anteriores, incluindo diferentes combinações de hidrologia e níveis iniciais de armazenamento.
15. Por fim, o Capítulo 8 apresenta a síntese das análises e as recomendações técnicas, consolidando os principais resultados obtidos ao longo do estudo.

II. Governança e Processo Decisório

16. A definição dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos computacionais do setor elétrico brasileiro constitui um processo de elevada relevância regulatória, uma vez que impacta diretamente a política operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN), a formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e, conseqüentemente, os sinais econômicos que orientam decisões de contratação, operação e expansão.
17. Nos últimos anos, esse processo tem sido progressivamente estruturado no âmbito do arcabouço de governança do setor, com destaque para a Resolução CNPE nº 1, de 12 de março de 2024, que estabeleceu diretrizes para garantir a coerência e a integração entre dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos computacionais utilizados pelas instituições setoriais. Essa resolução também formalizou a necessidade de avaliação coordenada dos aprimoramentos metodológicos, com participação social e observância de princípios como transparência e previsibilidade, além de atribuir ao CMSE a competência para avaliação e aprovação de alterações no nível de aversão ao risco.
18. Esse arcabouço foi posteriormente detalhado pela Resolução CMSE nº 1, de 25 de julho de 2025, que estabeleceu ritos e prazos específicos para a avaliação e deliberação sobre o nível de aversão ao risco, incluindo a realização de consultas públicas, a consolidação de análises técnicas pelas instituições setoriais e a definição de um calendário regulatório para decisão pelo CMSE, com vigência para o ciclo operativo subsequente.



19. Diferentemente de outros parâmetros operacionais, cuja definição pode estar associada a critérios essencialmente técnicos ou físicos, os parâmetros de aversão ao risco incorporam, por natureza, uma dimensão normativa. Trata-se, em última instância, da explicitação da tolerância do sistema a eventos adversos, especialmente cenários hidrológicos críticos, e da forma como esse risco deve ser internalizado nas decisões de operação. Nesse sentido, a modelagem matemática passa a refletir uma escolha de política pública, ainda que ancorada em evidências técnicas e estruturada dentro de um arcabouço institucional formalizado.

II.a. Estrutura Institucional e Papéis dos Agentes

20. O arcabouço institucional responsável pela definição desses parâmetros é caracterizado por uma governança distribuída, envolvendo múltiplos agentes com funções complementares.

21. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) ocupa posição central nesse processo, sendo o responsável pela deliberação final acerca do nível de aversão ao risco a ser adotado nos modelos computacionais, conforme estabelecido nas diretrizes regulatórias vigentes. Sua atuação está diretamente associada ao mandato de assegurar a segurança do suprimento energético, o que confere ao tema uma dimensão estratégica.

22. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), atuam na elaboração dos estudos técnicos que subsidiam a decisão do CMSE. Conforme descrito no relatório técnico do CT PMO/PLD, esses estudos envolvem a execução de simulações prospectivas com os modelos NEWAVE e DECOMP, a avaliação do nível de atendimento à Curva de Referência (CRef) e a análise dos impactos operativos, econômicos e tarifários associados a diferentes configurações de parâmetros.



FIGURA 1 - PROCESSO TÉCNICO COM DECISÃO FINAL CENTRALIZADA NO CMSE

Fonte: Envol Energy Consulting

23. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por sua vez, exerce papel relevante na consolidação normativa e na supervisão do processo, ainda que a definição específica dos parâmetros esteja concentrada no âmbito do CMSE.
24. Esse arranjo institucional, embora robusto em termos de especialização técnica, com o CMSE responsável pela deliberação final no âmbito da política operativa, e com ONS, CCEE e EPE atuando na elaboração e consolidação dos estudos técnicos que subsidiam essa decisão, implica um processo decisório necessariamente articulado. Nesse contexto, a qualidade da decisão final depende da consistência metodológica das análises realizadas, da clareza na comunicação dos resultados e da adequada integração entre os diferentes agentes envolvidos.

II.b. Processo de Definição dos Parâmetros de Aversão ao Risco

25. O processo de definição dos parâmetros de aversão ao risco pode ser compreendido como uma sequência estruturada de etapas, que se inicia com a elaboração de estudos técnicos e culmina na deliberação regulatória.
26. De acordo com a metodologia apresentada no relatório do CT PMO/PLD, a avaliação do nível de aversão ao risco do CVaR baseia-se na construção de um conjunto de cenários representativos do sistema, combinados com diferentes alternativas de parametrização. Para cada combinação cenário-parâmetro, são realizadas simulações encadeadas com os modelos NEWAVE e DECOMP, permitindo observar os efeitos das diferentes configurações sobre variáveis operativas e econômicas.



27. Um elemento central dessa metodologia é a utilização da Curva de Referência (CRef) como critério de avaliação da adequação da política operativa. A CRef funciona como um benchmark de segurança energética, estabelecendo níveis de armazenamento desejáveis ao longo do tempo e, conseqüentemente, requisitos implícitos de despacho térmico. A aderência dos resultados simulados à CRef é utilizada como indicador da adequação do nível de aversão ao risco.
28. Nesse contexto, o processo de calibração dos parâmetros do CVaR envolve não apenas a análise do custo esperado da operação, mas também a verificação do nível de atendimento à CRef, bem como a avaliação de impactos adicionais, como o custo de geração térmica, o comportamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e os efeitos tarifários.
29. A partir desses elementos, os resultados são consolidados e submetidos ao CMSE, que, com base nas diretrizes de política operativa, incluindo a orientação de manutenção, aumento ou redução da aversão ao risco, delibera sobre os parâmetros a serem adotados.

II.c. Avaliação Crítica do Processo de Governança

30. Embora o processo descrito apresente elevado grau de sofisticação técnica e tenha evoluído significativamente no contexto da nova governança do CT PMO/PLD, sua avaliação evidencia oportunidades adicionais de aprimoramento, especialmente no que se refere ao fortalecimento da transparência, da reprodutibilidade e da previsibilidade das decisões. Tais aspectos, inclusive, são reconhecidos como princípios estruturantes do arcabouço regulatório vigente, conforme estabelecido na Resolução nº 1/2024 do CNPE.

“Art. 2º Os aprimoramentos [...] deverão ser avaliados [...] com participação social, observadas a transparência e a previsibilidade.”

31. Nesse sentido, observa-se que a nova governança instituiu avanços relevantes ao estruturar um processo formalizado, com definição de papéis, ritos decisórios e mecanismos de participação social, incluindo consultas externas, reuniões abertas e divulgação de atas e relatórios técnicos. Ainda assim, a rastreabilidade completa das decisões, especialmente no que se refere à escolha final dos parâmetros, permanece parcialmente limitada, uma vez que o processo decisório incorpora, além dos resultados quantitativos, elementos de julgamento técnico que nem sempre são explicitados de forma estruturada e sistemática.

32. Exemplos disso incluem: (i) a definição do conjunto de cenários hidrológicos considerados mais representativos para a avaliação da aversão ao risco; (ii) a escolha do nível de aderência à Curva de Referência (CRef) considerado adequado como critério de segurança; (iii) a ponderação relativa entre indicadores operativos e impactos econômicos, como custo térmico e efeitos tarifários; e (iv) a interpretação de resultados próximos entre diferentes pares de CVaR, nos quais pequenas diferenças quantitativas podem ser resolvidas com base em critérios qualitativos.
33. Essa limitação torna-se particularmente relevante à luz da diretriz de coerência metodológica estabelecida na Resolução nº 1/2024 do CNPE, que enfatiza a necessidade de integração consistente entre dados de entrada, parâmetros e modelos computacionais.
- “Art. 1º Estabelecer diretrizes para garantir a coerência e a integração de dados de entrada, parâmetros, metodologias e modelos computacionais do setor elétrico...”
34. Adicionalmente, a complexidade inerente aos modelos utilizados e à própria estrutura dos estudos torna a replicação das simulações um processo tecnicamente exigente, ainda que os insumos e informações relevantes sejam disponibilizados no âmbito do processo. A reprodução dos resultados requer não apenas acesso aos dados, mas também elevado domínio técnico dos modelos e de suas parametrizações, bem como consistência na implementação das premissas adotadas.
35. Nesse sentido, a replicação envolve aspectos como: (i) a correta utilização das versões dos modelos NEWAVE e DECOMP e suas parametrizações; (ii) a aplicação consistente das bases de dados de entrada, incluindo séries hidrológicas, premissas de carga e expansão; (iii) a definição adequada de configurações operativas e critérios de convergência; e (iv) a interpretação e implementação coerente das premissas utilizadas nos estudos.
36. Nesse contexto, a exigência de participação social não se limita à disponibilização das informações, mas envolve também a capacidade técnica dos agentes de processar, replicar e interpretar os resultados apresentados, de modo a contribuir de forma qualificada para o processo decisório.
37. Outro aspecto relevante refere-se à previsibilidade do processo. A nova governança introduziu avanços importantes ao estabelecer ritos e prazos formais para a deliberação dos parâmetros de aversão ao risco, incluindo marcos definidos ao longo do ciclo anual. Essa estrutura contribui para maior estabilidade regulatória e alinhamento entre os agentes.

38. Não obstante, os prazos associados às etapas de análise e consulta ainda podem representar um desafio diante da complexidade dos estudos envolvidos, especialmente considerando a necessidade de replicação de cenários e avaliação detalhada dos impactos. Esse fator pode limitar, em certa medida, a profundidade das contribuições realizadas pelos agentes no âmbito das consultas públicas.
39. A título de exemplo, o tempo computacional necessário para a execução de um único caso pode chegar a aproximadamente três dias. Esse prazo não inclui o tempo adicional requerido para a definição e preparação dos dados de entrada, tampouco as etapas posteriores de consolidação, tratamento e análise dos resultados, que são igualmente relevantes no processo.
40. Por fim, a crescente complexidade do sistema elétrico, marcada pela maior participação de fontes intermitentes, aumento da relevância de restrições operativas e maior volatilidade hidrológica, reforça a necessidade de contínuo aprimoramento do processo de governança, de modo a assegurar sua aderência às novas condições estruturais do sistema.
41. Nesse sentido, a evolução recente do arcabouço institucional representa um avanço relevante ao consolidar um processo mais estruturado, transparente e participativo, conforme evidenciado na nova governança do CT PMO/PLD. Ainda assim, há espaço para aprimoramentos adicionais, especialmente no fortalecimento da rastreabilidade das decisões, da reprodutibilidade das análises e da previsibilidade regulatória, contribuindo para a consolidação de um ambiente decisório ainda mais robusto e alinhado às melhores práticas.

III. Fundamentação Teórica: Aversão ao Risco nos Modelos de Planejamento e Formação de Preços

42. A incorporação de mecanismos de aversão ao risco nos modelos computacionais do setor elétrico brasileiro representa uma evolução estrutural na forma como o sistema trata a incerteza hidrológica e suas implicações econômicas. Diferentemente de modelos puramente determinísticos ou baseados exclusivamente em valor esperado, o arcabouço atualmente adotado busca internalizar os custos associados a cenários adversos, permitindo uma abordagem integrada entre eficiência econômica e segurança energética.
43. Nesse contexto, três elementos assumem papel central na construção da política operativa: o mecanismo de Conditional Value at Risk (CVaR), a Curva de Referência (CRef) e o Volume Mínimo Operativo (VMinOp). A compreensão de suas funções individuais e, sobretudo, de sua interação, é fundamental para a avaliação da adequação da proposta regulatória em discussão.

III.a. Natureza do Risco na Operação Hidrotérmica

44. A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) é caracterizada por uma forte dependência de recursos hidrológicos, cuja disponibilidade futura é inerentemente incerta. Essa incerteza se manifesta não apenas na variabilidade das afluições (ENA), mas também na sua persistência ao longo do tempo, podendo resultar em sequências prolongadas de condições adversas.
45. Em um modelo baseado exclusivamente na minimização do custo esperado, a política ótima tenderia a explorar ao máximo os recursos hidrelétricos disponíveis no presente, assumindo implicitamente que as condições médias históricas se materializarão no futuro. No entanto, conforme destacado no Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026:
- “Ao considerar exclusivamente o valor esperado, essa abordagem apresenta uma limitação importante: a ausência de mecanismos que representem a aversão a risco do setor frente à ocorrência de séries hidrológicas críticas. Em anos com afluições persistentemente desfavoráveis, a política resultante pode conduzir a níveis de armazenamento excessivamente baixos, comprometendo a segurança do suprimento e exigindo ações corretivas, como o despacho térmico fora da ordem de mérito.”*
46. Dessa forma, a incorporação de aversão ao risco nos modelos visa corrigir essa limitação, introduzindo um viés conservador na política operativa. Esse viés se traduz, na prática, em uma maior preservação dos níveis de armazenamento e na antecipação do despacho de usinas térmicas, mesmo em condições nas quais o valor esperado não justificaria tal decisão.
47. O desafio central reside, portanto, na calibração adequada desse nível de aversão ao risco, de modo a evitar tanto uma postura excessivamente conservadora, que implicaria custos elevados, quanto uma postura excessivamente otimista, que poderia comprometer a segurança do suprimento.

III.b. O Mecanismo de CVaR nos Modelos NEWAVE e DECOMP

48. O CVaR constitui o principal instrumento de internalização da aversão ao risco nos modelos NEWAVE e DECOMP, atuando diretamente na função objetivo do problema de otimização. A função objetivo passa a incorporar simultaneamente o custo esperado de operação e uma medida de risco associada aos cenários mais críticos, sendo formulada da seguinte forma:

$$FO = \min (1 - \lambda) \times E[CTO] + \lambda \times CVaR\alpha[CTO]$$

49. Onde: $E[CTO]$ representa o valor esperado do custo total de operação, $CVaR\alpha[CTO]$ corresponde à média dos custos nos cenários mais críticos definidos pelo percentil α , e λ define o peso atribuído à aversão ao risco na função objetivo.
50. Conforme apresentado na formulação anterior, a função objetivo passa a considerar uma combinação entre o valor esperado do custo total de operação e uma medida de risco associada aos cenários mais críticos:
- o termo de valor esperado representa o custo médio da operação ao longo dos cenários simulados;
 - o termo de CVaR representa a média dos custos nos piores cenários, definidos a partir de um percentil da distribuição.
51. Essa formulação permite que o modelo atribua maior peso aos cenários de maior custo, induzindo decisões mais prudentes. Dois parâmetros são fundamentais nesse processo:
- α (alfa): define a fração dos cenários considerados na cauda da distribuição, ou seja, os cenários mais críticos;
 - λ (lambda): define o peso atribuído ao componente de risco na função objetivo.
52. A combinação desses parâmetros determina o grau de aversão ao risco do modelo. Valores mais elevados de λ ou menores valores de α (considerando uma cauda mais severa) resultam em políticas operativas mais conservadoras.

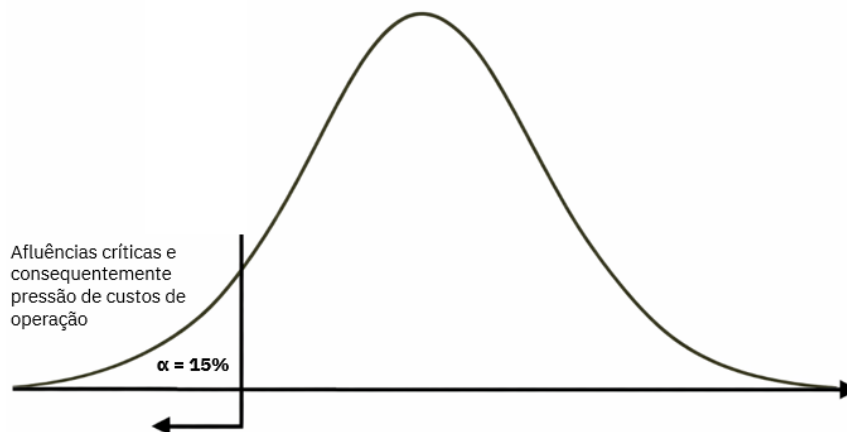


FIGURA 2 - CURVA DE DISTRIBUIÇÃO

Fonte: Envol Energy Consulting

53. Do ponto de vista econômico, o CVaR pode ser interpretado como uma forma de precificação implícita do risco, uma vez que induz o modelo a internalizar custos futuros associados a eventos adversos. Esse mecanismo tem implicações diretas sobre:
- o nível de armazenamento dos reservatórios;
 - o despacho antecipado de usinas térmicas;
 - a trajetória esperada do PLD.
54. É importante destacar que, diferentemente de restrições físicas, o CVaR não impõe limites explícitos à operação, mas atua de forma indireta, por meio da função objetivo. Essa característica confere maior flexibilidade ao modelo, na medida em que preserva o espaço de decisão da otimização e permite que a política operativa seja ajustada de forma contínua em resposta às condições sistêmicas.

III.c. A Curva de Referência (CRef) como Instrumento de Política Operativa

55. A Curva de Referência (CRef) desempenha papel fundamental na articulação entre a modelagem econômica e as diretrizes de segurança energética definidas pelo CMSE.
56. Conforme descrito no Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026, a CRef estabelece trajetórias de armazenamento consideradas adequadas ao longo do horizonte de planejamento, associadas a diferentes níveis de despacho térmico. Essas curvas são construídas com base em cenários hidrológicos conservadores e refletem o nível de segurança desejado para o sistema, especialmente ao final do período seco.
57. Na prática, a CRef funciona como um benchmark para avaliação da política operativa. Quando os níveis de armazenamento projetados pelos modelos se afastam das trajetórias de referência, o CMSE pode determinar ações corretivas, como o despacho adicional de geração térmica.
58. No contexto da calibração do CVaR, a CRef assume um papel ainda mais relevante, sendo utilizada como critério para avaliar o nível de aversão ao risco implícito nos diferentes pares de parâmetros. A metodologia adotada pelo CT PMO/PLD consiste em comparar o despacho térmico resultante das simulações com o requisito implícito definido pela CRef, calculando indicadores de atendimento que refletem a aderência da política operativa ao nível de segurança desejado.
59. Essa abordagem confere à CRef uma função dual:



- a. como instrumento operacional, orientando decisões de despacho em tempo real;
- b. como ferramenta analítica, servindo de referência para calibração dos modelos.

60. No sentido técnico (metodológico), a CRef define trajetórias mínimas de armazenamento que, assumindo: (a) um cenário hidrológico conservador, (b) um montante de geração térmica previamente despachado, e (c) as restrições operativas vigentes (inclusive regras de usos múltiplos da água), garantem o atendimento pleno da demanda e conduzem a um nível-meta de segurança ao final do período seco (novembro).

61. Além disso, a CRef é sustentada por três pilares: (a) o cenário hidrológico é escolhido de forma explicitamente conservadora, a partir de 2000 cenários sintéticos e seleção por CVaR 1% focada no período seco e em um reservatório equivalente altamente representativo, REE Paraná; (b) há três curvas associadas a faixas graduais de despacho térmico, permitindo calibrar respostas operativas conforme a criticidade; e (c) os níveis de segurança de fim de período seco.

62. Abaixo, uma síntese das premissas estruturais que sustentam a construção da CRef 2026 e uma avaliação sob o aspecto da sustentação metodológica:

Dimensão	Premissa oficial (CRef 2026)	Sustentação metodológica
Horizonte e alvo de segurança	O nível de segurança é avaliado em novembro (fim do período seco).	A trajetória é construída para garantir um “ piso ” de segurança ao fim do período de maior estresse hídrico.
Motor de simulação	Construção com DECOMP em “ PL único ” e processo iterativo mês a mês retroativo.	O método explicita um critério de suficiência: se o nível estiver na curva, chega-se ao nível-meta no fim do horizonte sob as premissas.
Nível de segurança (racional)	Níveis mínimos de armazenamento/condições de usos múltiplos da água.	Evita “ otimizar ” às custas de violar limites hidrológicos/ambientais e incorpora restrições reais do sistema.

Dimensão	Premissa oficial (CRef 2026)	Sustentação metodológica
Diferenciação SE/CO por curvas	Para o SE/CO, diferentes mínimos ao fim do período seco nas bacias centrais (Grande/Paranaíba) com referência a faixas (atenção/restrrição), variando por curva.	Materializa níveis de prudência distintos: quando mais conservador, exige armazenamento maior ao fim do seco.
Cenário hidrológico conservador	Seleção a partir de 2000 cenários sintéticos e escolha por CVaR 1%, evitando outliers.	É testado contra uma hidrologia de cauda (muito adversa).
Base de dados da cadeia oficial	Base no deck NEWAVE do PMO de nov/2025, com atualização de carga conforme PLAN 2026–2030.	Mantém consistência com a base setorial de planejamento/programação, reduzindo arbitrariedade.

TABELA 1 - SUSTENTAÇÃO METODOLÓGICA PARA AS PREMISSAS DA CURVA REFERENCIAL 2026

Fonte: Envol Energy Consulting

63. A CRef liga explicitamente armazenamento e despacho térmico porque, em um sistema hidrotérmico, despachar térmicas preserva água (armazenamento) e reduz a probabilidade de chegar ao fim do período seco em condição insegura, ao custo de maior despesa e, em geral, maior intensidade de emissões.

64. Na CRef 2026, a disponibilidade térmica e os custos (CVU) são referenciados ao PMO de novembro de 2025, e são consideradas disponíveis apenas usinas com CVU vinculado a contratos regulados (CCEAR) ou aprovado, conforme Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026.

65. A metodologia cria três curvas com montantes graduais de geração térmica:

- i. Curva verde: despacho pleno até uma faixa de CVU (com exceções explicitadas na nota), com disponibilidade média no horizonte jan–nov/26 da ordem de 10.072 MWmed.
- ii. Curva amarela: despacho pleno até faixa mais alta de CVU, com disponibilidade média de 14.675 MWmed.
- iii. Curva vermelha: despacho pleno incluindo térmicas com despacho antecipado (incluindo GNL, conforme a nota), com disponibilidade média de 19.579 MWmed.

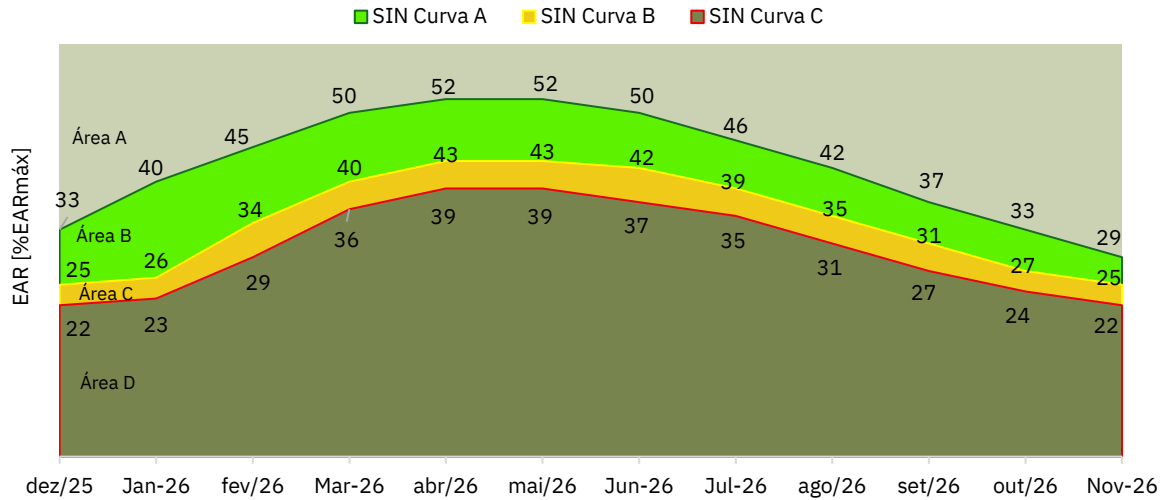


GRÁFICO 1 - CURVAS REFERENCIAIS 2026

Fonte: NT-ONS DPL 0127-2025

66. A interpretação das curvas A (verde), B (amarela) e C (vermelha) como fronteiras de regiões (A–D) estão associadas à necessidade provável de medidas adicionais.

Área de leitura da CRef	Situação do armazenamento vs. curvas	Implicação prática (despacho térmico/medidas)	Leitura de risco no fim período seco
A	Acima da curva A	Pode indicar possibilidade de atingir nível de segurança mesmo com geração térmica inferior à usada na curva A (com o cuidado de acompanhar tendências).	Risco baixo sob as premissas; maior folga para incertezas.
B	Entre curvas A e B	Tendência a requerer despacho térmico entre os montantes que definiram A e B.	Risco moderado; requer decisão “graduada”.
C	Entre curvas B e C	Indica necessidade de avaliar despacho térmico adicional mais próximo do usado para definir a curva C.	Risco alto; menor margem para erro de premissa.
D	Abaixo da curva C	Nem o despacho térmico total usado para definir a curva C seria suficiente para atingir o nível de segurança ao fim do horizonte.	Risco crítico: aponta necessidade de medidas além do despacho.

TABELA 2 - IMPLICAÇÃO PRÁTICA DAS CURVAS REFERENCIAIS 2026

Fonte: Envol Energy Consulting

67. A análise da Curva de Referência (CRef) evidencia que seu papel se configura como um instrumento estruturante de política operativa no curto prazo. A construção da CRef está diretamente condicionada à combinação entre cenário hidrológico conservador, nível de segurança ao final do período seco e montante de despacho térmico previamente considerado, refletindo, de forma implícita, o grau de aversão ao risco percebido pelo operador e pelo CMSE, conforme destacado na NT-ONS DPL 0127-2025.

“Uma Curva Referencial de Armazenamento é estabelecida considerando que a demanda energética do SIN seja plenamente atendida, dado um cenário hidrológico conservador e um montante de geração termoelétrica previamente despachado.”

68. Dessa forma, a curva passa a sintetizar, em um único referencial, decisões complexas envolvendo segurança energética, custo de operação e gestão dos estoques hidráulicos.

69. Adicionalmente, a estrutura em múltiplas curvas (A, B e C) de fato reforça o caráter operacional da CRef como instrumento de monitoramento e tomada de decisão, ao permitir a definição de diferentes níveis de atenção e resposta ao longo do horizonte de análise. Essa abordagem possibilita a antecipação de medidas operativas de menor custo, como o despacho gradual de usinas térmicas, reduzindo a probabilidade de acionamento de recursos mais onerosos em cenários críticos.

70. Por fim, a construção das curvas de CRef baseia-se no parque gerador existente e na carga do país para um determinado ano. Portanto, qualquer alteração nesses parâmetros, como a saída de um importante gerador térmico ou a entrada de carga acima do previsto, exige a reavaliação da CRef e, conseqüentemente, do CVaR. Conclui-se, assim, que o CVaR não oferece uma avaliação determinística do sistema, mas sim um valor contingente e de validade anual. Essa variação rotineira dos valores de CVaR pode gerar grandes distúrbios no mercado de energia, ao impactar o comportamento do preço da energia e o binômio risco-retorno dos contratos.

III.d. O Papel do Volume Mínimo Operativo (VMinOp)

71. O Volume Mínimo Operativo (VMinOp) representa um mecanismo de natureza distinta do CVaR, atuando como uma restrição física imposta aos níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes de energia. Trata-se de um limite inferior explícito que define patamares mínimos de armazenamento a serem respeitados ao longo da operação, independentemente da otimização econômica resultante dos modelos.

72. De acordo com o Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026, o VMinOp tem como objetivo assegurar condições mínimas de operação que garantam a governabilidade hidráulica do sistema, evitando níveis de armazenamento que possam comprometer a capacidade de regularização das usinas e a segurança do atendimento. Esse conceito está alinhado com a própria lógica observada na definição dos níveis de segurança da CRef.
73. Diferentemente do CVaR, que atua de forma probabilística e econômica, o VMinOp impõe limites explícitos à operação. Em sua implementação nos modelos, a violação dessas restrições é penalizada, geralmente com custos associados aos maiores valores de custo variável unitário (CVU) disponíveis no sistema, induzindo o modelo a evitar a operação em níveis críticos. Para 2026 o valor utilizado para essa restrição é de R\$ 3.245,71/MWh. Essa lógica se aproxima do racional observado na construção das CRef, nas quais diferentes níveis de despacho térmico são associados a patamares crescentes de segurança ao longo do horizonte de análise.
74. Essa característica faz com que o VMinOp funcione como uma “linha de defesa” física, garantindo um nível mínimo de segurança independentemente da sinalização econômica do modelo. Na prática, ele atua como um piso operacional, assegurando a preservação de estoques estratégicos de água nos reservatórios, especialmente em bacias relevantes como as do Grande e Paranaíba, cuja governabilidade é fundamental para o equilíbrio do SIN ao longo do período seco.

	SE	S	NE	N
2021	10,0%	30,0%	23,5%	20,8%
2022	20,0%	30,0%	23,5%	20,8%
2023	20,0%	30,0%	23,5%	20,8%
2024	20,0%	30,0%	23,3%	22,5%
2025	20,0%	30,0%	23,3%	19,1%
2026	20,0%	30,0%	23,3%	28,0%

TABELA 3 - HISTÓRICO DO NÍVEL MÍNIMO DE SEGURANÇA DOS RESERVATÓRIOS APLICADOS NO MODELO NEWAVE

Fonte: Histórico de Decks NEWAVE

75. No entanto, essa abordagem também implica menor flexibilidade, uma vez que restringe o espaço de decisão do modelo. Em situações em que o CVaR já induz uma política suficientemente conservadora, refletida, por exemplo, na adoção de cenários hidrológicos críticos (como o uso de cenários associados ao CVaR 1% das vazões no período seco) na construção das CRef, a introdução de restrições adicionais pode resultar em rigidez excessiva, com impactos diretos sobre o custo da operação. Nesses casos, o modelo pode antecipar despachos térmicos além do necessário sob a ótica econômica, elevando custos sem ganhos proporcionais em termos de segurança energética.

76. Na Nota Técnica NT-ONS DPL 0127/2025, é apresentado os níveis de segurança propostos para 2027 e referentes aos reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respeitando condições operativas que assegurem usos múltiplos da água, definidas através de resoluções publicadas pela Agência Nacional de Águas (ANA) ou propostas por esta agência em consultas públicas em andamento, ou ainda na experiência do próprio operador com relação a governança da cascata, resultando em níveis de segurança equivalentes a 20%, 30%, 23,1% e 27,8% da energia armazenável máxima de cada um destes subsistemas, respectivamente.

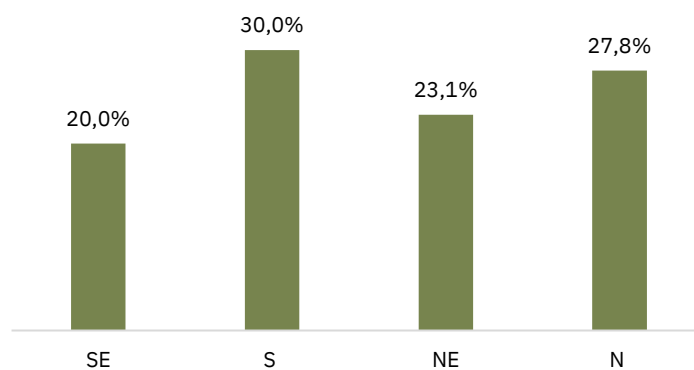


GRÁFICO 2 - NÍVEIS DE SEGURANÇA DO EARMÁX PARA 2027

Fonte: NT-ONS DPL 0127-2025

III.e. Interação entre CVaR, CRef e VMinOp: Complementaridade ou Potenciais Sobreposições

77. A coexistência de múltiplos mecanismos de aversão ao risco no modelo brasileiro levanta uma questão central: em que medida esses instrumentos são complementares ou redundantes?

78. O CVaR incorpora a aversão ao risco diretamente no modelo, ajustando a política operativa de forma contínua e sensível às condições do sistema. A CRef, por sua vez, define um nível desejado de segurança energética, funcionando como referência para avaliação e eventual intervenção operativa. Já o VMinOp impõe limites físicos que garantem um nível mínimo de armazenamento.

79. Em princípio, esses mecanismos podem ser vistos como complementares, atuando em diferentes dimensões do problema:

- a. o CVaR internaliza o risco de forma probabilística;
- b. a CRef traduz diretrizes de política operativa;



c. o VMinOp assegura restrições físicas mínimas.

80. Conforme evidenciado pelos estudos do CT PMO/PLD, o aumento dos níveis de aversão ao risco já induz políticas operativas mais conservadoras, com maior despacho térmico e preservação de armazenamento. Adicionalmente, instrumentos como a Curva de Referência (CRef) introduzem parâmetros explícitos de acompanhamento da segurança operativa ao longo do horizonte de análise.

81. Nesse contexto, o VMinOp desempenha papel distinto, ao incorporar restrições físicas associadas às condições operativas do sistema, incluindo requisitos relacionados à governança hidráulica e aos usos múltiplos da água, conforme estabelecido em normativos específicos, como aqueles definidos pela Agência Nacional de Águas (ANA). Dessa forma, sua função não se limita à gestão de risco, mas também à garantia de condições mínimas estruturais para a operação segura do sistema.

82. Ainda assim, a atuação conjunta desses instrumentos, CVaR, CRef e VMinOp, requer avaliação integrada, uma vez que todos influenciam, por diferentes mecanismos, a trajetória de armazenamento e o nível de despacho térmico. Em determinadas condições operativas, especialmente em cenários já caracterizados por elevada aversão ao risco, essa interação pode resultar em políticas operativas mais conservadoras, com impactos sobre o custo sistêmico e a eficiência alocativa.

83. Esse aspecto é particularmente relevante no contexto da Consulta Externa nº 001/2026, uma vez que a eventual introdução ou intensificação do VMinOp deve ser analisada de forma integrada com o nível de aversão ao risco já incorporado nos modelos. Nesse sentido, torna-se fundamental assegurar que os diferentes instrumentos atuem de forma coerente e complementar e não por sobreposição, preservando o equilíbrio entre segurança energética, atendimento às restrições operativas e eficiência econômica.

IV. Avaliação dos Resultados dos Cenários de Aversão ao Risco

IV.a. Aderência à CRef e Leitura dos Cenários

84. A avaliação conduzida pelo CT PMO/PLD considerou um conjunto estruturado de cenários, combinando diferentes condições hidrológicas, níveis iniciais de armazenamento e parametrizações de aversão ao risco nos modelos NEWAVE e DECOMP.

85. Do ponto de vista hidrológico, a principal diferença entre os cenários está associada ao nível de Energia Natural Afluente (ENA), representado por 60% e 80% da Média de



Longo Termo (MLT). O cenário de 60% da MLT caracteriza uma condição hidrológica significativamente adversa, com aflúências persistentemente baixas ao longo do período seco, o que eleva substancialmente a necessidade de despacho térmico para garantir o atendimento à carga e preservar os níveis de armazenamento. Já o cenário de 80% da MLT, embora ainda represente uma condição abaixo da média histórica, apresenta uma situação menos crítica, permitindo maior contribuição da geração hidráulica e reduzindo, em termos relativos, a pressão sobre o despacho térmico e sobre os custos operativos do sistema.

86. De fato, quando se observa o histórico de aflúências dos últimos 5 anos, por representar melhor a realidade hidrológica atual, nota-se que o SIN tem operado predominantemente em condições próximas ou abaixo da média histórica. As ENAs médias anuais variaram entre aproximadamente 71% (2021) e 104% (2023) da MLT, com destaque para anos mais recentes, como 2024 (75%) e 2025 (78%), que reforçam um padrão de hidrologia mais restritiva. Adicionalmente, mesmo em anos mais favoráveis, como 2022 e 2023, observa-se elevada variabilidade intra-anual, com diversos meses apresentando valores próximos ou inferiores a 80% da MLT.
87. Nesse contexto, a adoção de cenários de ENA de 60% e 80% da MLT nos estudos do CT PMO/PLD mostra-se aderente à realidade observada, uma vez que esses níveis capturam adequadamente tanto condições hidrológicas críticas quanto situações moderadamente adversas, que têm sido recorrentes no histórico recente. Em particular, o cenário de 80% da MLT representa de forma consistente a condição média recente do sistema, enquanto o cenário de 60% da MLT reproduz situações de estresse hidrológico que, embora mais severas, não são atípicas no contexto observado. Dessa forma, os cenários adotados permitem avaliar de maneira robusta a operação do sistema sob condições representativas do regime hidrológico atual.

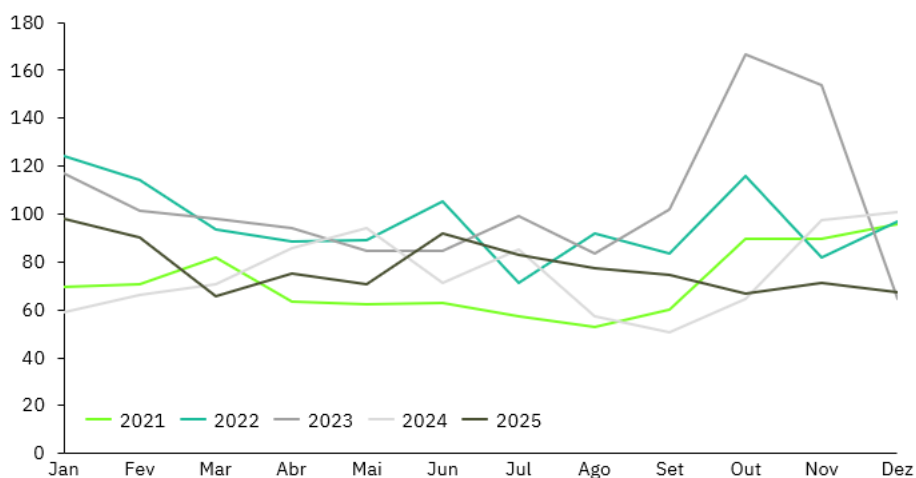


GRÁFICO 3 - HISTÓRICO DA ENERGIA AFLUENTE DO SIN NOS ÚLTIMOS 5 ANOS, %MLT

Fonte: ONS Dados Abertos

88. Sob a ótica das condições iniciais de armazenamento, a comparação entre os cenários baseados em janeiro de 2021 (A21) e janeiro de 2025 (A25) evidencia diferenças relevantes na resiliência do sistema. Os cenários com armazenamento inicial de 2021 refletem uma condição mais restritiva, com níveis reduzidos de energia armazenada, o que limita a capacidade de regularização dos reservatórios e aumenta a exposição ao risco ao longo do horizonte de análise. Por outro lado, os cenários com armazenamento inicial de 2025 representam uma situação mais confortável, com maior nível de energia armazenada, permitindo maior flexibilidade operativa e reduzindo a necessidade de despacho térmico antecipado.

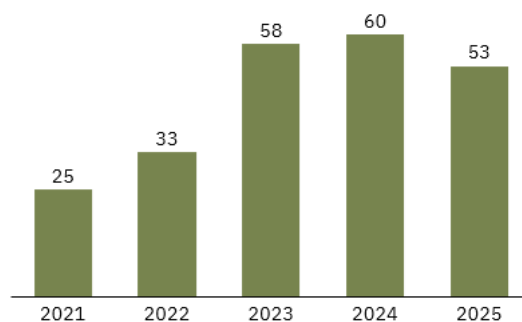


GRÁFICO 4 - HISTÓRICO DO ARMAZENAMENTO INICIAL NO SIN, %
Fonte: ONS Dados Abertos

89. Do mesmo modo, a análise do histórico recente de armazenamento evidencia diferenças significativas nas condições de partida do sistema ao longo dos últimos anos, reforçando a relevância dessa variável na caracterização dos cenários. Observa-se que o nível de Energia Armazenada (EARM) no início de janeiro variou de 24,7% em 2021, um dos patamares mais baixos da série, para níveis significativamente mais elevados nos anos subsequentes, atingindo 58,0% em 2023 e 60,0% em 2024, com leve redução para 52,9% em 2025. Esse contraste evidencia a transição de um cenário de elevada restrição hídrica, como o observado em 2021, para condições mais confortáveis de armazenamento nos anos recentes.

90. Nesse contexto, a utilização de condições iniciais de armazenamento baseadas em 2021 (A21) e 2025 (A25) nos estudos do CT PMO/PLD mostra-se adequada para capturar extremos relevantes do sistema. Enquanto o cenário A21 representa uma situação de maior vulnerabilidade, com baixa capacidade de regularização e maior dependência de despacho térmico, o cenário A25 reflete uma condição mais resiliente, na qual o sistema dispõe de maior flexibilidade operativa para atravessar o período seco.

91. A partir dessas combinações de hidrologia e armazenamento inicial, a avaliação apresentada a seguir foi realizada com o objetivo de identificar se é possível afirmar que

há excesso de conservadorismo ao se manter o par de CVaR (15,40) com base nos próprios resultado apresentados no Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026.

92. Conforme demonstrado na tabela e no Gráfico 7, o caso HIB_1540 apresenta nível médio de aderência à CRef de 106,1%, o que, à primeira vista, sugere um viés de maior conservadorismo na política operativa, refletido também em um custo total de geração térmica de R\$ 30,6 bilhões. No entanto, essa interpretação deve ser realizada com cautela, uma vez que a análise agregada pode mascarar diferenças relevantes entre os cenários hidrológicos e de armazenamento considerados.

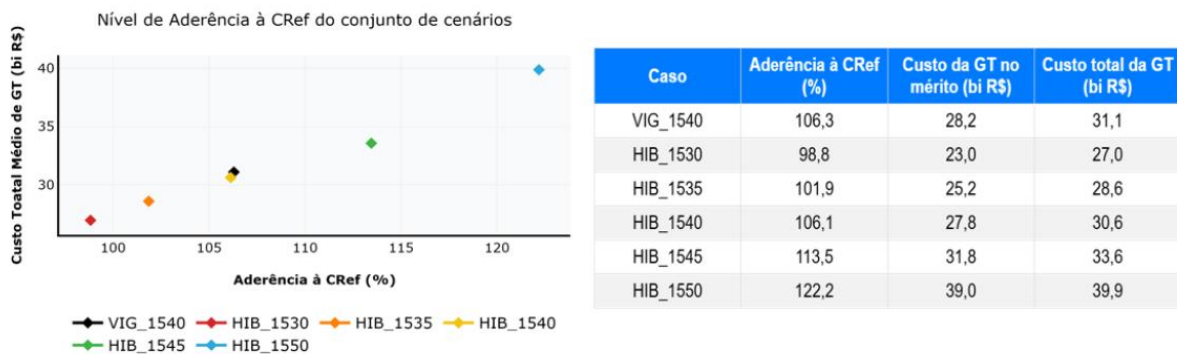


GRÁFICO 5 - NÍVEL DE ATENDIMENTO MÉDIO DA CREF PARA CADA PAR DE CVAR

Fonte: Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026

93. De fato, como evidenciado no conjunto de resultados, níveis médios de aderência acima de 100% não implicam necessariamente excesso de conservadorismo, mas podem refletir a necessidade de maior despacho térmico em cenários específicos, especialmente aqueles caracterizados por condições hidrológicas adversas ou baixos níveis iniciais de armazenamento. Nesse sentido, a avaliação mais ampla dos resultados torna-se essencial para distinguir entre um comportamento estruturalmente conservador e uma resposta adequada às condições operativas mais críticas.

94. Adicionalmente, a posição do caso HIB_1540 no gráfico, situada em uma faixa intermediária de aderência e custo, indica que esse cenário apresenta um equilíbrio relativo quando comparado a casos mais conservadores, como o HIB_1550 (122,2% de aderência e maior custo), e casos menos conservadores, como o HIB_1530 (98,8% de aderência). Dessa forma, o resultado reforça a necessidade de uma análise integrada entre aderência à CRef e custos operativos, evitando conclusões baseadas exclusivamente em métricas agregadas.

95. A análise da calibração dos pares de CVaR foi estruturada a partir da relação entre segurança operativa e custo sistêmico, conceitos que refletem diretamente o trade-off central da política operativa. Nesse contexto, a segurança é representada pelo nível de



aderência à Curva de Referência (CRef), enquanto o custo é representado pelo custo total da geração térmica. De forma geral, aumentos na aversão ao risco tendem a elevar a aderência à CRef, ao mesmo tempo em que implicam maior despacho térmico e, conseqüentemente, maiores custos operativos.

96. O primeiro passo da análise consiste na avaliação detalhada dos resultados por meio da tabela abaixo, na qual são apresentados não apenas os níveis de aderência à CRef e os custos totais de geração térmica para cada parametrização, mas também os incrementos marginais entre os cenários, incluindo as variações de aderência (Δ aderência), variações de custo (Δ custo) e o custo marginal associado ao aumento da segurança (R\$ bilhões por ponto percentual de aderência). Essa estrutura permite transformar a análise de valores absolutos em uma avaliação incremental, evidenciando o custo efetivo de se obter ganhos adicionais de segurança.

Caso	Aderência (%)	Custo Total da GT (bi R\$)	Δ Aderência (p.p)	Δ Custo (bi R\$)	Custo marginal (bi R\$ / p.p.)
HIB_1530	98,8	27,0	-	-	-
HIB_1535	101,9	28,6	3,1	1,6	0,52
HIB_1540	106,1	30,6	4,2	2,0	0,48
HIB_1545	113,5	33,6	7,4	3,0	0,41
HIB_1550	122,2	39,9	8,7	6,3	0,72

TABELA 4 - COMPARAÇÃO DOS CENÁRIO POR ADERÊNCIA À CREF E CUSTOS DE GERAÇÃO TÉRMICA

Fonte: Envol Energy Consulting

97. A partir dessa tabela, observa-se que, nos primeiros incrementos de aversão ao risco, entre os casos HIB_1530, HIB_1535 e HIB_1540, o custo marginal da segurança se mantém relativamente estável, na faixa de aproximadamente R\$ 0,4 a 0,5 bilhões por ponto percentual de aderência à CRef. Esse comportamento indica que, nesse intervalo, o sistema apresenta um trade-off eficiente entre custo e segurança, no qual aumentos de conservadorismo são acompanhados por elevações proporcionais de custo.

98. No entanto, à medida que se avança para parametrizações mais conservadoras, observa-se uma mudança relevante nesse padrão. Em particular, na transição para o caso HIB_1550, o custo marginal se eleva significativamente, atingindo valores próximos a R\$ 0,7 bilhões por ponto percentual, indicando que ganhos adicionais de segurança passam a exigir dispêndios desproporcionais. Esse comportamento caracteriza a presença de retornos decrescentes da aversão ao risco, sinalizando uma possível aproximação de uma região de ineficiência econômico-operativa.

99. O segundo passo consiste na representação gráfica desses resultados, por meio da construção da fronteira custo versus segurança, apresentada no gráfico abaixo. Nessa

visualização, cada ponto representa uma parametrização de CVaR, permitindo identificar a relação entre aderência à CRef e custo total de geração térmica. A região inicial da curva, destacada pela área sombreada, representa a faixa de operação eficiente, na qual o custo cresce de forma aproximadamente linear com o aumento da segurança. Já a porção final da curva evidencia uma mudança de inclinação, refletindo o aumento do custo marginal observado na análise incremental.

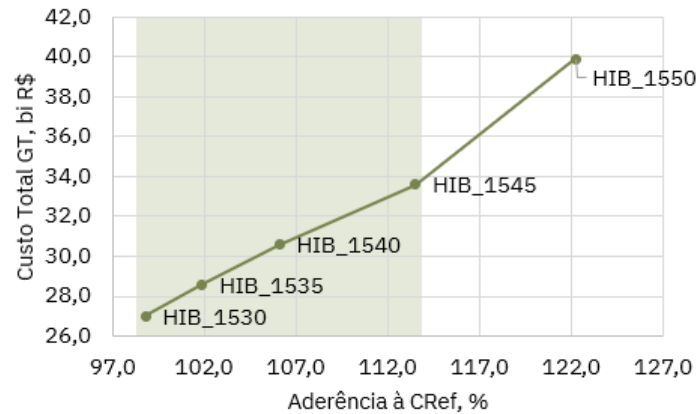


GRÁFICO 6 - FRONTEIRA CUSTO VS SEGURANÇA (CREF)

Fonte: Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026

100. Observa-se que o caso HIB_1540 encontra-se inserido nessa região eficiente, indicando que o nível de segurança adicional proporcionado por essa parametrização é obtido a um custo incremental compatível. Em outras palavras, não há evidência de excesso de conservadorismo, mas sim de uma calibração equilibrada entre risco e custo. Por outro lado, a partir de níveis mais elevados de aderência, como no caso HIB_1550, observa-se uma mudança de inclinação da curva, com aumento significativo do custo marginal, evidenciando retornos decrescentes do aumento da aversão ao risco.
101. Dessa forma, a análise integrada entre tabela e gráfico permite concluir que existe um intervalo de parametrizações no qual o sistema opera de forma eficiente, equilibrando segurança energética e custo. Nesse contexto, o par (15,40) se destaca por posicionar-se dentro dessa faixa de equilíbrio, reforçando sua adequação como referência para a calibração do nível de aversão ao risco nos modelos de operação, mas ainda é necessário avaliar sob o aspecto de custos de forma mais ampla, analisando cada componente conforme destacado a seguir.

IV.b. Impactos sobre Armazenamento, Despacho Térmico, Custos e Indicadores Econômicos

102. A avaliação dos impactos associados às diferentes parametrizações de aversão ao risco foi conduzida a partir da decomposição dos custos operativos do sistema,



considerando não apenas o custo total de geração térmica, mas também seus principais componentes, incluindo GSF, CCEAR-D, EER, MCP e ESS. Essa abordagem permite uma análise mais granular dos efeitos da política operativa, distinguindo entre variações estruturais de custo e efeitos específicos associados a decisões operativas.

103. Contudo, antes de adentrar na decomposição dos custos, faz-se necessário analisar os níveis de armazenamento inicial ao longo do horizonte projetado, de forma a compreender a dinâmica de uso da água pelos diferentes cenários, avaliar a capacidade de regularização do sistema e identificar eventuais sinais de maior exposição ao risco, especialmente ao final do período seco.

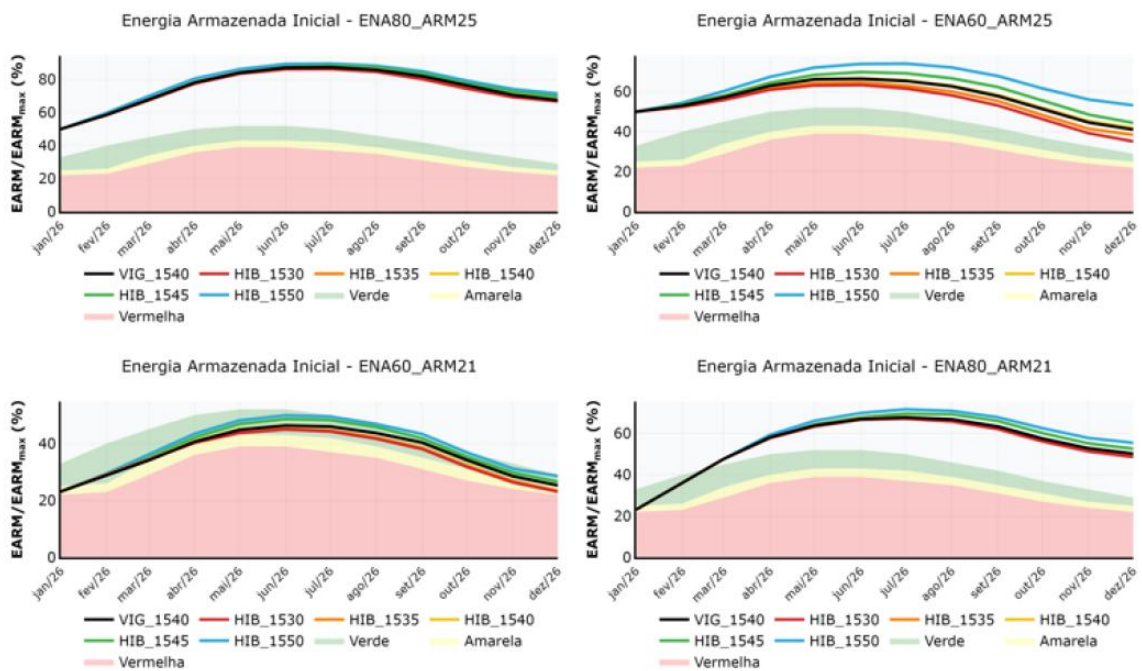


GRÁFICO 7 - ENERGIA ARMAZENADA INICIAL VS CURVAS REFERENCIAIS 2026 POR CENÁRIO

Fonte: Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026

104. A análise dos perfis de armazenamento ao longo do ano evidencia que a parametrização associada ao par (15,30) conduz sistematicamente a níveis mais baixos de energia armazenada quando comparada às demais configurações, especialmente nos cenários mais restritivos. Esse comportamento é observado de forma consistente nos quatro casos analisados, indicando uma política operativa menos conservadora, que prioriza o uso antecipado dos reservatórios. Como consequência, embora possa haver ganhos de curto prazo em termos de custo, essa estratégia reduz a capacidade de regularização do sistema ao longo do horizonte, tornando-o mais sensível a variações hidrológicas.

105. Esse efeito torna-se particularmente crítico ao final do período seco, quando os níveis de armazenamento sob a parametrização (15,30) tendem a atingir valores

significativamente inferiores aos demais casos, frequentemente se aproximando dos limites operativos mínimos no início de novembro. Esse padrão sugere maior exposição ao risco justamente no momento mais crítico do ciclo hidrológico, reduzindo a resiliência do sistema e potencialmente exigindo medidas corretivas mais severas posteriormente, como despacho térmico fora da ordem de mérito. Dessa forma, os resultados indicam que o par (15,30) configura uma alternativa sub-ótima, ao comprometer a segurança energética intertemporal em troca de ganhos imediatos, evidenciando um desalinhamento em relação a uma política operativa equilibrada.

106. A partir dessa leitura, o primeiro passo da análise de custos consiste na consolidação dos resultados por cenário, conforme apresentado na tabela abaixo, na qual são comparadas as diferenças de custos totais em relação ao caso de referência VIG_1540 para cada uma das combinações de hidrologia e armazenamento inicial analisadas. Essa consolidação permite identificar padrões consistentes de comportamento entre as diferentes parametrizações.

Caso	ENA80A25 (bi R\$)	ENA60A25 (bi R\$)	ENA80A21 (bi R\$)	ENA60A21 (bi R\$)	Média (bi R\$)
HIB_1530	-0,18	-6,18	-3,88	-3,12	-3,34
HIB_1535	0,50	-1,78	-1,79	-1,70	-1,19
HIB_1540	0,79	0,10	-0,30	-0,40	0,05
HIB_1545	3,29	3,61	4,00	0,55	2,86
HIB_1550	5,79	10,66	7,44	1,52	6,35

TABELA 5 - CONSOLIDAÇÃO DE IMPACTOS ECONÔMICOS POR CENÁRIO (DELTA CUSTO TOTAL EM RELAÇÃO AO CASO BASE)

Fonte: Envol Energy Consulting

107. Com base nessa consolidação, observa-se que parametrizações menos conservadoras, como HIB_1530 e HIB_1535, tendem a apresentar reduções consistentes de custo na maioria dos cenários, refletindo menor despacho térmico no curto prazo. No entanto, essa redução de custo está associada a níveis de aderência à CRef inferiores ou próximos a 100%, indicando maior exposição ao risco hidrológico e potencial necessidade de ajustes operativos em cenários críticos.

108. Por outro lado, parametrizações mais conservadoras, como HIB_1545 e HIB_1550, apresentam aumentos expressivos e sistemáticos de custo em todos os cenários analisados, evidenciando um padrão de despacho térmico adicional independentemente das condições operativas. Em particular, o caso HIB_1550 apresenta elevação média de custo superior a R\$ 6 bilhões, indicando um nível de conservadorismo que resulta em aumento estrutural do custo do sistema.

109. Nesse contexto, o caso HIB_1540 se destaca por apresentar comportamento economicamente equilibrado, com impacto médio próximo de zero e sem viés sistemático de aumento ou redução de custos. Diferentemente dos demais casos,



observa-se que seus resultados variam entre cenários, refletindo a capacidade do modelo de ajustar a política operativa às condições específicas de hidrologia e armazenamento inicial, sem impor um padrão rígido de despacho térmico.

110. Essa leitura é reforçada pela análise da decomposição dos custos, apresentada na tabela abaixo, na qual são detalhados os principais componentes do custo total para cada cenário. Observa-se que, embora aparentemente pequenas variações sejam registradas em componentes como CCEAR-D, ESS e MCP, essas não apresentam comportamento monotônico entre as parametrizações, sendo fortemente influenciadas pelas condições específicas de cada cenário.

Caso	Δ GSF (bi R\$)	Δ CCEAR-D (bi R\$)	Δ EER (bi R\$)	Δ MCP (bi R\$)	Δ ESS (bi R\$)	Δ Custo Total (bi R\$)	Indicador Geral
HIB_1530	-3,67	-0,64	0,66	0,07	0,24	-3,34	Sub-ótimo (arriscado)
HIB_1535	-1,76	-0,25	0,46	0,03	0,22	-1,19	Levemente arriscado
HIB_1540	0,05	0,25	-0,20	-0,01	-0,05	0,05	Equilibrado
HIB_1545	3,25	0,82	-0,95	-0,07	-0,20	2,86	Conservador
HIB_1550	6,66	1,68	-1,43	-0,11	-0,44	6,35	Muito conservador

TABELA 6 - DECOMPOSIÇÃO DOS CUSTOS (DELTA CUSTO MÉDIO DE CADA CENÁRIO EM RELAÇÃO AO CASO BASE)

Fonte: Envol Energy Consulting

111. Destaca-se, em particular, o comportamento do ESS (Encargo de Serviços do Sistema), que representa o principal indicador de despacho térmico fora da ordem de mérito e, portanto, um proxy direto de ineficiência operativa. Observa-se que, para o caso HIB_1540, não há aumento relevante desse componente, ao contrário do que se verifica em parametrizações menos conservadoras, nas quais o ESS tende a se elevar de forma mais significativa em cenários críticos. Esse resultado reforça a interpretação de que o nível de aversão ao risco adotado no caso HIB_1540 não induz despacho térmico excessivo, preservando a coerência econômica da operação.

112. A avaliação integrada dos impactos associados às diferentes parametrizações de aversão ao risco foi complementada por uma análise de dispersão dos custos e de seus principais componentes entre os cenários considerados. Essa abordagem permite capturar não apenas o comportamento médio das variáveis analisadas, mas também sua sensibilidade às condições hidrológicas e aos níveis iniciais de armazenamento, refletindo o risco implícito de cada configuração.

113. Para tanto, foram utilizadas métricas baseadas na comparação das variações em relação ao caso de referência VIG_1540, incluindo a identificação dos valores máximos e mínimos observados entre os cenários, bem como a amplitude dessas variações. Especificamente, a dispersão foi avaliada para o custo total e para seus principais



componentes GSF, CCEAR-D, EER, MCP e ESS, permitindo distinguir entre efeitos estruturais e efeitos associados a ajustes operativos.

114. No caso do custo total, a amplitude das variações entre cenários constitui um indicador direto da sensibilidade da parametrização às condições operativas, enquanto os valores extremos permitem identificar situações de maior benefício ou maior penalização econômica. De forma complementar, a análise dos componentes permite identificar a origem dessas variações, distinguindo entre aumentos estruturais de custo associados, por exemplo, a maior despacho térmico refletido em GSF e CCEAR-D e efeitos relacionados a ajustes operativos, como aqueles capturados pelo ESS.
115. Destaca-se, nesse contexto, o papel do ESS como indicador de despacho térmico fora da ordem de mérito, sendo um proxy direto de risco operativo. No entanto, a análise evidencia que a avaliação do risco não deve se restringir a esse componente isoladamente, uma vez que outras variáveis, como GSF e CCEAR-D, refletem custos estruturais associados à política operativa adotada. Dessa forma, a combinação entre dispersão do custo total e análise dos componentes como apresentado anteriormente permite uma avaliação mais completa e consistente dos impactos de cada parametrização.

Caso	Amplitude Δ Custo (bi R\$)	Menor Custo (bi R\$)	Maior custo (bi R\$)	Média Δ Custo (bi R\$)	Desvio Padrão Δ Custo (bi R\$)	Amplitude Δ ESS (bi R\$)	Maior ESS (bi R\$)
HIB_1530	6,00	-6,18	-0,18	-3,34	2,48	0,51	1,94
HIB_1535	2,30	-1,79	0,50	-1,19	1,13	0,47	1,94
HIB_1540	1,19	-0,40	0,79	0,05	0,54	0,18	1,29
HIB_1545	3,45	0,55	4,00	2,86	1,57	0,56	0,91
HIB_1550	9,14	1,52	10,66	6,35	3,80	1,06	0,41

TABELA 7 – ANÁLISE DE DISPERSÃO DO DELTA CUSTO TOTAL E ESS

Fonte: Envol Energy Consulting

116. A análise de dispersão dos resultados evidencia, em primeiro lugar, diferenças relevantes na sensibilidade dos custos entre cenários para cada parametrização. Observa-se que a amplitude do Δ custo total é significativamente elevada nos casos extremos, atingindo R\$ 6,00 bi no HIB_1530 e R\$ 9,14 bi no HIB_1550, indicando forte dependência das condições hidrológicas e operativas. Em contraste, o caso HIB_1540 apresenta a menor amplitude (R\$ 1,19 bi), evidenciando maior estabilidade dos resultados. Esse comportamento é reforçado pelo desvio padrão, que também é o menor nesse caso (R\$ 0,54 bi), indicando que não apenas os extremos são mais próximos, mas que a variabilidade como um todo é reduzida. Dessa forma, o HIB_1540 se destaca como a parametrização mais robusta do ponto de vista da dispersão do custo.

117. A relação entre o desvio padrão e a média dos resultados permite aprofundar essa análise ao evidenciar o grau de instabilidade relativa de cada configuração. Nos casos HIB_1530 e HIB_1535, observa-se que o desvio padrão representa uma fração significativa da média absoluta (R\$ 2,48 vs -3,34 bi e R\$ 1,13 vs -1,19 bi, respectivamente), indicando que a variabilidade não é desprezível frente ao efeito médio. Em particular, no caso HIB_1535, essa proximidade entre desvio padrão e média sugere que o ganho de custo não é uniforme entre cenários, sendo acompanhado por variações relevantes. Já no caso HIB_1550, o desvio padrão também é elevado (R\$ 3,80 bi) em relação à média (R\$ 6,35 bi), indicando que o conservadorismo estrutural se intensifica de forma desigual entre cenários, ampliando o custo em situações mais adversas.
118. Do ponto de vista de assimetria, a análise torna-se mais precisa ao comparar o valor absoluto da média com metade da amplitude, permitindo avaliar o posicionamento da média dentro do intervalo de resultados. Nesse sentido, o índice de assimetria evidencia diferenças claras entre os pares analisados. Para o caso HIB_1535, esse índice é aproximadamente 1,03, indicando que a média se encontra próxima ao limite do intervalo, caracterizando uma distribuição assimétrica com viés negativo, ou seja, os resultados estão concentrados em torno de reduções de custo, com menor compensação em cenários adversos. Já para o caso HIB_1545, o índice é significativamente mais elevado, aproximadamente 1,66, evidenciando que a média se encontra ainda mais deslocada em relação ao centro do intervalo, porém no sentido oposto, caracterizando uma assimetria positiva mais intensa, associada a um viés estrutural de aumento de custo.

Caso	Índice de Assimetria
HIB_1530	- 1,11
HIB_1535	- 1,03
HIB_1540	0,08
HIB_1545	1,66
HIB_1550	1,39

TABELA 8 - ÍNDICE DE ASSIMETRIA

Fonte: Envol Global Consulting

119. Essa comparação direta entre HIB_1535 e HIB_1545 revela um ponto importante: embora ambos apresentem níveis de dispersão relativamente moderados quando comparados aos extremos, o HIB_1545 é mais assimétrico do que o HIB_1535, indicando um deslocamento mais pronunciado da média dentro do intervalo de resultados. Em termos práticos, isso significa que o HIB_1535, apesar de ainda assimétrico, encontra-se mais próximo de um comportamento balanceado do que o HIB_1545. No entanto, a natureza dessa assimetria difere: enquanto o HIB_1535

apresenta viés negativo, associado à redução de custo e potencial maior exposição ao risco, o HIB_1545 apresenta viés positivo, refletindo maior conservadorismo e internalização de custos.

120. Por fim, a análise integrada entre dispersão, desvio padrão e assimetria reforça que o HIB_1540 é a única configuração que combina simultaneamente baixa variabilidade, centralidade da média e ausência de viés estrutural. Já o HIB_1535, embora apresente desempenho próximo em termos de custo médio, revela-se assimétrico e inclinado à redução de custo, enquanto o HIB_1545 apresenta assimetria ainda mais pronunciada, porém no sentido de aumento de custo. Dessa forma, pelo critério de simetria dos resultados, o HIB_1535 pode ser interpretado como uma solução intermediária mais próxima do equilíbrio do que o HIB_1545, ainda que ambos permaneçam distantes do comportamento verdadeiramente simétrico observado no HIB_1540.
121. Embora a assimetria possa ser tradicionalmente avaliada a partir da comparação entre média e mediana, essa abordagem é mais adequada a distribuições com maior número de observações. No presente caso, com número limitado de cenários, optou-se por uma métrica baseada na relação entre a média e a amplitude dos resultados, que permite avaliar diretamente o posicionamento da média dentro do intervalo de variação. Essa abordagem se mostra mais aderente ao objetivo da análise, ao capturar de forma mais clara o viés estrutural das parametrizações e seu grau de equilíbrio entre cenários.

IV.c. Avaliação Integrada e Implicações para a Definição dos Parâmetros

122. A avaliação integrada dos resultados indica que a calibração dos parâmetros de aversão ao risco deve considerar de forma conjunta três dimensões fundamentais: segurança operativa, eficiência econômica e robustez dos resultados entre cenários. Nesse contexto, a utilização da aderência à Curva de Referência (CRef) como métrica de segurança, combinada com a análise do custo total, de sua decomposição e da dispersão entre cenários, permite uma leitura mais completa dos efeitos das diferentes parametrizações sobre a operação do sistema.
123. Os resultados evidenciam que o aumento da aversão ao risco conduz, de forma consistente, à elevação da aderência à CRef e à maior preservação dos níveis de armazenamento. Contudo, esse ganho de segurança apresenta comportamento não linear em termos de custo. Observa-se que, até níveis de aderência próximos da faixa de equilíbrio (em torno de 100% a 110–113%), o aumento de custo é relativamente proporcional ao ganho de segurança. A partir desse ponto, verifica-se uma deterioração da relação custo-benefício, caracterizada por aumentos expressivos de custo para ganhos marginais de segurança.

124. A análise por cenários reforça que o desempenho das parametrizações é condicionado pelas condições hidrológicas e pelos níveis iniciais de armazenamento. Cenários mais restritivos amplificam as diferenças entre as configurações, evidenciando com maior clareza os efeitos de cada parametrização sobre o despacho térmico e os custos operativos. Por outro lado, em cenários mais favoráveis, essas diferenças tendem a se reduzir, destacando a importância de avaliar não apenas os valores médios, mas também a variabilidade dos resultados.
125. Nesse sentido, a análise de dispersão e assimetria dos impactos entre cenários se mostra particularmente relevante. Observa-se que parametrizações menos conservadoras apresentam viés negativo de custo associado a maior variabilidade e maior incidência de encargos operativos, indicando exposição ao risco. Por outro lado, parametrizações mais conservadoras apresentam viés positivo de custo, frequentemente acompanhado de amplificação desse efeito em cenários adversos, refletindo conservadorismo estrutural. A comparação entre a média e metade da amplitude evidencia essas assimetrias, permitindo identificar o grau de deslocamento dos resultados em relação a um comportamento balanceado.
126. Dentre os casos analisados, destaca-se que o HIB_1540 apresenta média próxima de zero, baixa dispersão e elevada simetria dos resultados, indicando ausência de viés estrutural e comportamento consistente entre cenários. Em contraste, casos como HIB_1535 e HIB_1545, embora próximos em termos de dispersão, apresentam assimetrias relevantes, no primeiro caso associadas à redução de custo e maior exposição ao risco, e no segundo associadas ao aumento de custo e maior conservadorismo. Essa distinção evidencia que a avaliação baseada apenas em custo médio ou dispersão não é suficiente, sendo necessário incorporar a análise de simetria para uma interpretação mais completa.
127. Dessa forma, os resultados indicam que a definição dos parâmetros de aversão ao risco deve priorizar configurações que apresentem equilíbrio entre viés, variabilidade e coerência econômica, evitando tanto a subestimação quanto a superestimação do risco. Parametrizações excessivamente conservadoras tendem a introduzir custos estruturais elevados, enquanto parametrizações menos conservadoras podem resultar em maior instabilidade e exposição a mecanismos de segurança.
128. Por fim, destaca-se que a robustez da calibração está associada à consistência entre os diferentes instrumentos de política operativa CVaR, CRef e VMinOp e à capacidade da parametrização de responder de forma equilibrada às diferentes condições do sistema. Nesse contexto, a configuração associada ao par (15,40) se destaca por apresentar comportamento simétrico, baixa dispersão e neutralidade de custo, consolidando-se como uma referência adequada para a definição dos



parâmetros, ao conciliar segurança operativa, eficiência econômica e robustez dos resultados.

IV.d. Avaliação Comparativa Operação vs Projeção Modelo DESSEM 2025

- 129. Além das projeções realizadas no estudo publicado pelas entidades, destaca-se também a relevância de um estudo comparativo sobre a operação do sistema no ano de 2025, confrontando-a com a indicação operativa gerada pelo modelo DESSEM.
- 130. O ano de 2025 é fundamental para essa análise, pois foi o único ano completo em que se utilizou o modelo NEWAVE Híbrido em conjunto com o CVaR par (15,40). Embora outros anos possam ser de interesse para avaliação, somente 2025 apresenta tal configuração, e os resultados já evidenciam as reais necessidades do operador.
- 131. As comparações entre os despachos em cada submercado demonstram que o ONS tende a buscar um despacho térmico superior ao indicado pelos modelos de precificação em todos os submercados do país. Esse resultado reflete que o processo de controle da operação realizado no Pós-DESSEM agrega maior aversão ao risco do que a inicialmente indicada pelos próprios modelos computacionais.

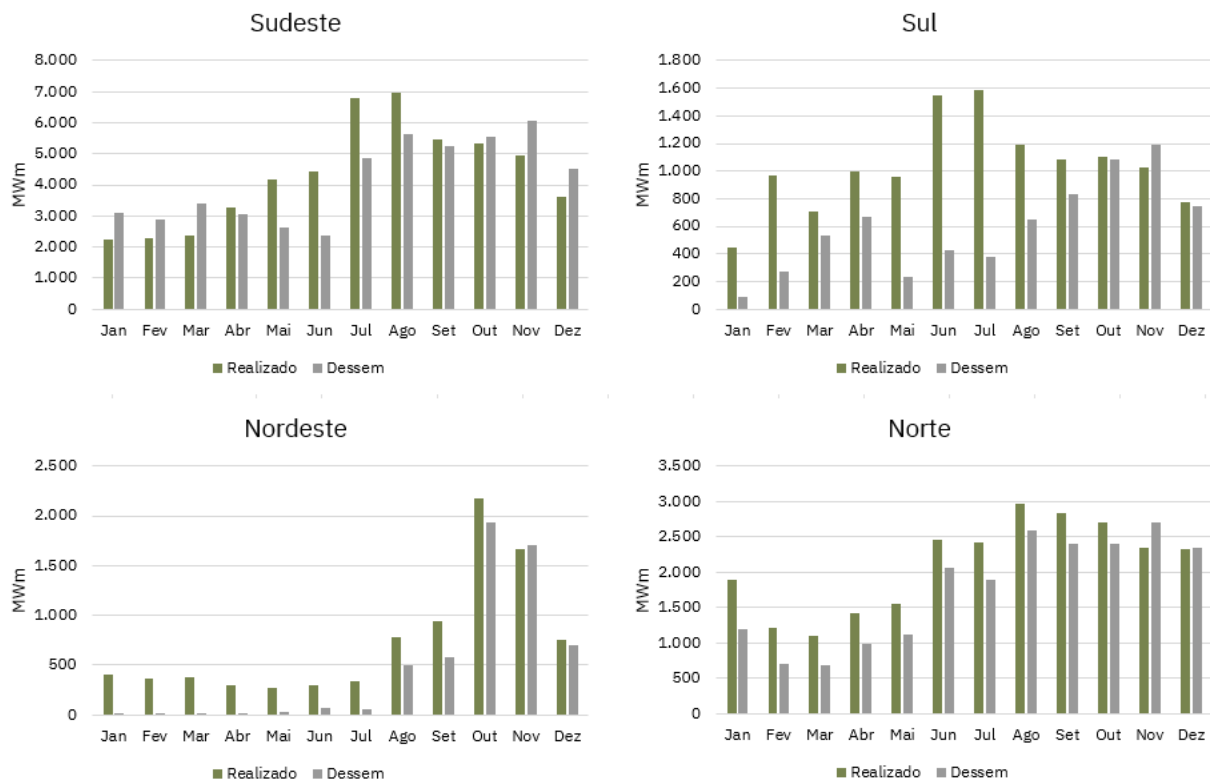


GRÁFICO 8 – COMPARAÇÃO GERAÇÃO TÉRMICA DESSEM VS REALIZADO 2026 POR SUBMERCADO

Fonte: ONS

132. Ao observar o resultado do SIN, esse efeito torna-se ainda mais evidente: apenas nos meses de novembro e dezembro não houve aumento de despacho entre a operação realizada e a indicação do modelo DESSEM. Nota-se, entretanto, que entre abril e setembro, o despacho térmico realizado apresentou desvio superior à 1 GWm, sendo que nos meses de junho e julho as diferenças superaram 3,7 GWmed.

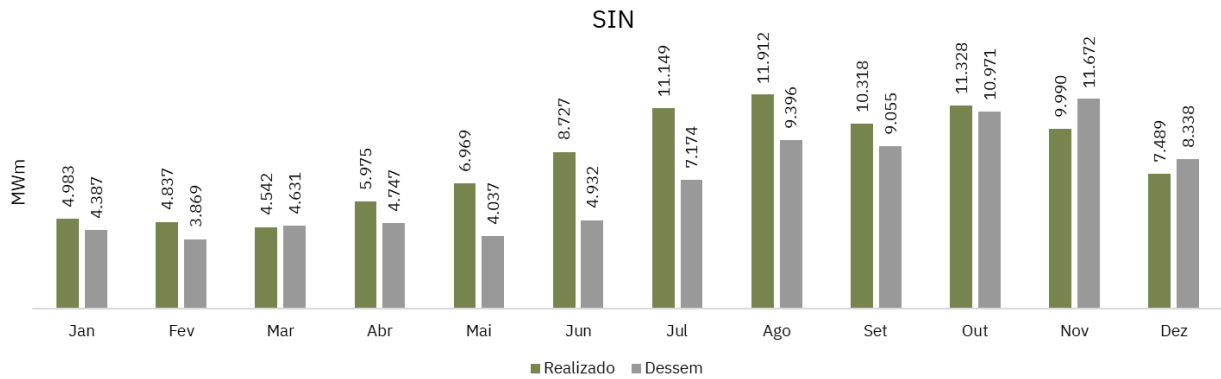


GRÁFICO 9 - COMPARAÇÃO GERAÇÃO TÉRMICA DESSEM VS REALIZADO 2026 SIN

Fonte: ONS

133. Os motivadores dessas diferenças podem ser variados, sendo desde as diferenças entre a projeção e realização de carga ou de geração renovável até a própria necessidade de maior aversão ao risco do operador frente as necessidades locais do sistema, porém a tendência é clara: o ONS tende a agregar maior despacho térmico na operação real do que o Dessem indica.
134. Esse fator é importante para a análise do CVaR do modelo NEWAVE uma vez que quando há aumento da aversão ao risco do modelo pela alteração do CVaR, é esperado que haja impacto no despacho indicado pelo modelo DESSEM, o que tende a reduzir a variação entre o que o ONS considera como necessário e o que os modelos computacionais calculam como operação otimizada.
135. Da mesma forma, com uma menor aversão ao risco é esperado que haja maior desvio entre a operação real e a calculada pelo Dessem, neste sentido, além do sistema operar de maneira mais arriscada, ainda é possível observar perda de eficiência contábil do sistema, uma vez que uma maior parcela de despacho térmico será pago via encargos como o ESS.

V. Avaliação do VMinOp Proposto à Luz da CRef 2026

V.a. Fundamentação Conceitual

136. A avaliação do Volume Mínimo Operativo (VMinOp) deve ser conduzida considerando sua inserção em um arcabouço mais amplo de instrumentos de política operativa, no qual se destacam as Curvas Referenciais de Armazenamento (CRef) e os parâmetros de aversão ao risco. Nesse contexto, a Nota Técnica NT-ONS DPL 0127-2025 para a CRef 2026 explicita que a operação do sistema elétrico brasileiro é orientada por critérios que combinam segurança energética, custo e governança institucional.

“[...] a definição de métricas de monitoramento [...] pode se dar, por exemplo, através de uma ou mais curvas referenciais de armazenamento (CRef), e de critérios para a determinação do acionamento da geração termoelétrica complementar [...]”

137. A CRef, portanto, não constitui apenas uma referência indicativa, mas um instrumento operacional que orienta decisões de despacho fora da ordem de mérito, especialmente no âmbito do CMSE. Sua construção incorpora explicitamente três dimensões centrais: cenário hidrológico conservador, despacho térmico e níveis de segurança ao final do período seco, conforme Nota Técnica NT-ONS DPL 0127-2025.

“Uma Curva Referencial de Armazenamento é estabelecida considerando [...] um cenário hidrológico conservador e um montante de geração termoelétrica previamente despachado.”

138. Nesse contexto, o VMinOp emerge como um mecanismo complementar, cuja função é assegurar que níveis mínimos de armazenamento, muitas vezes associados a restrições físicas e institucionais, sejam respeitados ao longo da operação. Diferentemente do CVaR, que atua por meio de incentivos econômicos, o VMinOp materializa limites operativos explícitos, refletindo a necessidade de garantir governabilidade hidráulica e usos múltiplos da água.

139. Além disso, a proposta de aprimoramento do VMinOp deve ser analisada não apenas sob a ótica da modelagem matemática, mas também à luz do arcabouço institucional que rege a operação dos reservatórios no Brasil. Nesse contexto, o Plano de Recuperação dos Reservatórios (CNPE PRR 2022) estabelece diretrizes fundamentais que ampliam a compreensão do papel desse instrumento.

*“III - segurança dos usos múltiplos da água;
IV - curva de armazenamento de cada reservatório de acumulação a ser definida anualmente.”*

140. Essa diretriz evidencia que a operação dos reservatórios não é orientada exclusivamente por critérios econômicos, mas também por restrições associadas à segurança hídrica e aos usos múltiplos da água. Dessa forma, o VMinOp deve ser

interpretado como um mecanismo que internaliza, nos modelos de otimização, restrições decorrentes de políticas públicas e de decisões regulatórias.

141. Adicionalmente, o PRR explicita que a gestão dos reservatórios deve ser conduzida de forma integrada entre diferentes instituições, incluindo ONS, ANA, MME e CMSE, reforçando o caráter multidimensional da operação. Nesse contexto, o VMinOp pode ser entendido como um instrumento de aproximação entre a modelagem matemática e a realidade operativa, refletindo limitações físicas, institucionais e regulatórias que não são plenamente capturadas por mecanismos puramente econômicos.

V.b. Critérios de Construção e Níveis de Segurança: Integração com a CRef 2026

142. A Nota Técnica NT-ONS DPL 0127-2025 evidencia que os níveis mínimos de armazenamento não são arbitrários, mas resultam de um processo estruturado que combina modelagem energética, restrições operativas e diretrizes regulatórias.

“[...] a definição dos níveis de segurança teve como referência os níveis mínimos operativos dos reservatórios [...] estabelecidos com base em condições operativas que assegurem usos múltiplos da água [...]”

143. Esses níveis de segurança, que constituem a base conceitual do VMinOp, foram definidos de forma diferenciada entre os subsistemas, refletindo características hidrológicas e operativas específicas.

- a. Níveis de segurança ao final do período seco (CRef 2026)
- b. Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): 20% EAR_{máx}
- c. Sul (S): 30% EAR_{máx}
- d. Nordeste (NE): 23,1% EAR_{máx} (Proposta de alteração)
- e. Norte (N): 27,8% EAR_{máx} (Proposta de alteração)

144. Esses valores evidenciam que o conceito de “nível mínimo operativo” não é uniforme, mas calibrado de acordo com:

- a. governabilidade das cascatas;
- b. restrições ambientais e de uso da água (ANA);
- c. características hidrológicas regionais; e
- d. necessidade de atendimento à ponta.

145. Por outro lado, a análise conjunta do PRR e dos estudos do CT PMO/PLD evidencia que o VMinOp e o CVaR possuem naturezas distintas, ainda que atuem sobre a mesma dimensão, a gestão do risco hidrológico. Enquanto o CVaR atua como mecanismo interno, ajustando a política operativa a partir da internalização probabilística de cenários críticos, o VMinOp impõe restrições físicas explícitas aos níveis de

armazenamento, limitando diretamente o espaço de decisão do modelo, conforme destacado no CNPE PRR 2022.

“Parâmetros de aversão a risco: Permitem calibrar o peso dos cenários hidrológicos críticos [...] (CVaR) e estabelecer restrições de níveis de volume mínimos de operação dos reservatórios [...] (VMinOp), aproximando a representação do modelo à realidade operativa.”

146. Essa distinção é fundamental para evitar interpretações simplificadas de sobreposição entre os instrumentos. O VMinOp não deve ser entendido como uma redundância do CVaR, mas como um mecanismo complementar, cuja função principal é garantir que determinadas condições operativas mínimas, muitas vezes associadas a requisitos de usos múltiplos da água, sejam respeitadas independentemente da sinalização econômica do modelo.

147. No entanto, a coexistência desses instrumentos exige atenção quanto à calibração conjunta. Em determinadas configurações, especialmente sob níveis elevados de aversão ao risco, pode haver convergência de efeitos, resultando em maior despacho térmico e elevação de custos. Ainda assim, essa interação deve ser interpretada à luz das diferentes naturezas dos instrumentos: enquanto o CVaR reflete uma escolha de política econômica, o VMinOp materializa restrições operativas e institucionais que não podem ser flexibilizadas livremente pelo modelo.

148. Esse arranjo evidencia que a política operativa já internaliza, de forma explícita, o trade-off entre custo e segurança, sendo o VMinOp um elemento adicional que atua diretamente sobre a restrição de armazenamento.

V.c. Implicações Econômicas e Avaliação Crítica da Proposta

149. Do ponto de vista econômico, a intensificação do VMinOp tende a impactar o custo da operação, principalmente por meio da antecipação do despacho térmico e da redução da flexibilidade intertemporal dos reservatórios. Esses efeitos estão alinhados ao diagnóstico do CNPE PRR 2022, que destaca a necessidade de avaliar explicitamente o trade-off entre risco e custo na operação do sistema.

“[...] faz-se necessária a estimativa das relações risco/custo, onde o risco estaria associado aos cenários críticos [...] e o custo referente à adoção de medidas mitigadoras desses riscos.”

150. Nesse contexto, a análise integrada desenvolvida neste estudo, baseada na relação entre custo, aderência à CRef, dispersão e assimetria dos resultados, permite uma avaliação mais abrangente das diferentes parametrizações. Os resultados indicam que

configurações mais conservadoras tendem a elevar estruturalmente os custos, enquanto configurações menos conservadoras podem aumentar a variabilidade e a exposição a mecanismos de segurança.

151. A Nota Técnica do ONS reforça que a adoção de medidas adicionais, como o despacho fora da ordem de mérito, deve estar ancorada em critérios claros e reprodutíveis, dado seu impacto econômico sobre o sistema.

“[...] estas ações resultam em custos adicionais à operação do SIN, impactando toda a sociedade.”

152. A evidência empírica indica que níveis mais elevados de aversão ao risco, via CVaR, já são capazes de induzir políticas operativas aderentes à CRef. Nesse contexto, a introdução de restrições adicionais, como o VMinOp, tende a reduzir a flexibilidade do modelo e pode gerar ganhos marginais decrescentes em termos de segurança, especialmente quando aplicada de forma mais restritiva.

153. Por outro lado, a análise à luz da CRef 2026 evidencia que os níveis mínimos de armazenamento estão diretamente associados a requisitos operativos e institucionais, em particular aqueles definidos pela ANA, reforçando o papel do VMinOp como instrumento de alinhamento entre a modelagem e as condições reais de operação do sistema.

154. Dessa forma, a questão central não reside na necessidade do VMinOp em si, mas na sua calibração em conjunto com os demais instrumentos. Parametrizações excessivamente restritivas podem induzir aumentos estruturais de custo, enquanto configurações mais equilibradas permitem conciliar segurança energética e eficiência econômica.

155. Adicionalmente, conforme demonstrado no capítulo anterior, a parametrização associada ao par (15,40) apresenta comportamento equilibrado, caracterizado por baixa dispersão, elevada simetria e ausência de viés estrutural de custo. Esse resultado é consistente com a faixa de equilíbrio observada na fronteira custo versus segurança e reforça a importância de uma calibração que busque equilíbrio, e não a maximização isolada da segurança.

156. À luz do PRR, a avaliação do VMinOp deve ser conduzida de forma integrada aos demais instrumentos de política operativa, incluindo CVaR, CRef e diretrizes de gestão dos recursos hídricos, condição que se verifica no âmbito dos estudos do CT PMO/PLD. Nesse contexto, os resultados indicam que a revisão proposta para o VMinOp não implicou impactos relevantes sobre a operação ou sobre o custo total, mantendo aderência aos cenários de referência.

157. Adicionalmente, verifica-se que os níveis estabelecidos são consistentes com os requisitos associados aos usos múltiplos da água, conforme definidos pela Agência Nacional de Águas (ANA), assegurando a governabilidade das cascatas e a manutenção de níveis mínimos de armazenamento. Dessa forma, a proposta cumpre seu papel institucional ao alinhar a operação energética às restrições físicas e regulatórias, sem introduzir distorções relevantes na eficiência econômica do sistema.

VI. Impactos Econômico-financeiros dos Parâmetros de Aversão ao Risco

158. A definição dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro possui implicações diretas sobre a dinâmica econômica do setor, afetando simultaneamente o despacho, a formação do PLD, os custos sistêmicos e a alocação de riscos entre os agentes.

159. A avaliação dos impactos foi realizada com base em simulações prospectivas encadeadas com os modelos NEWAVE e DECOMP, considerando diferentes combinações de parâmetros de CVaR, cenários hidrológicos (60% e 80% da MLT) e condições iniciais de armazenamento, de forma a capturar a sensibilidade dos resultados a diferentes condições sistêmicas.

160. A análise incorpora, de forma integrada, indicadores como nível e volatilidade do PLD, despacho térmico, custos de operação, encargos (especialmente ESS), impactos no MRE e efeitos sobre contratos nos ambientes ACL e ACR, permitindo uma leitura abrangente dos desdobramentos econômicos das diferentes parametrizações.

161. Nesse contexto, o PLD se configura como o principal canal de transmissão dos efeitos da aversão ao risco. Os resultados indicam que o aumento do nível de aversão ao risco tende a elevar o PLD médio, reduzir sua volatilidade em determinados cenários e antecipar sinais de escassez. Por outro lado, níveis mais baixos de aversão ao risco reduzem o PLD no curto prazo, mas aumentam a volatilidade e concentram eventos de escassez em períodos mais intensos.

162. Essa dinâmica evidencia um trade-off estrutural: a maior aversão ao risco tende a suavizar a trajetória de preços, porém ao custo de elevação do nível médio, além de influenciar o descolamento entre submercados, especialmente em um sistema cada vez mais complexo.



VI.a. Impactos Sobre o PLD: Nível, Volatilidade e Sinal Econômico

163. A análise da dinâmica de preços foi complementada pela avaliação do comportamento do PLD entre cenários, a partir de duas métricas principais: (i) o diferencial médio de preços entre as configurações vigente VIG_1540 e proposta HIB_1540, e (ii) a razão entre os valores máximos e mínimos observados em cada conjunto de cenários, utilizada como proxy da amplitude relativa dos preços.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE	3,8	4,2	4,5	5,7	5,9	5,8	6,1	13,7	4,8	6,3	9,9	6,6
S	3,8	4,2	4,4	5,7	6,2	6,2	6,1	13,7	4,8	6,3	9,9	6,6
NE	3,8	4,2	13,7	13,7	12,9	5,8	2,1	1,0	7,5	8,1	13,7	10,0
N	3,8	4,2	13,7	13,7	12,9	5,8	6,1	13,7	4,8	6,3	9,9	6,6

TABELA 9 - RELAÇÃO ENTRE VALORES MÁXIMOS E MÍNIMOS DO PLD EM 2026 – PARAMETRIZAÇÃO HIB_1540
 Fonte: Envol Energy Consulting

164. A análise da relação entre os valores máximos e mínimos do PLD para a parametrização HIB_1540 evidencia um padrão sazonal bem definido ao longo do ano, refletindo a dinâmica hidrológica do sistema. Observa-se que, nos primeiros meses do ano, tipicamente associados ao período úmido, os múltiplos se mantêm em níveis mais baixos, em torno de 3,8 a 5,7 nos subsistemas SE e S, indicando menor dispersão de preços e maior estabilidade decorrente da maior disponibilidade hídrica.

165. À medida que o sistema transita para o período seco, especialmente entre os meses de julho e novembro, verifica-se um aumento relevante da dispersão, com destaque para o pico observado em agosto (13,7), além de elevações adicionais em outubro e novembro. Esse comportamento reflete a maior sensibilidade do sistema às condições hidrológicas adversas, bem como o aumento da dependência de geração térmica e de restrições operativas.

166. Nos subsistemas Norte e Nordeste, a dispersão apresenta níveis estruturalmente mais elevados ao longo de todo o horizonte, com múltiplos frequentemente superiores aos observados no SE/S, especialmente entre março e maio. Esse comportamento indica maior sensibilidade desses subsistemas a variações hidrológicas e limitações estruturais, como restrições de transmissão e menor capacidade de regularização.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE	5,1	4,1	6,4	5,2	5,5	6,7	7,6	5,4	6,0	10,5	13,7	8,0
S	5,1	4,1	6,2	5,1	5,9	6,7	7,6	5,4	6,0	10,5	13,7	8,0
NE	5,1	4,1	13,7	13,7	12,4	6,7	2,6	1,0	7,8	13,7	13,7	12,4
N	5,1	4,1	13,7	13,7	12,4	6,7	7,6	5,4	6,0	10,5	13,7	8,0

TABELA 10 - RELAÇÃO ENTRE VALORES MÁXIMOS E MÍNIMOS DO PLD EM 2026 – PARAMETRIZAÇÃO VIG_1540
 Fonte: Envol Energy Consulting

167. A análise da parametrização vigente VIG_1540 revela um padrão sazonal semelhante ao observado no caso HIB_1540, porém com níveis significativamente mais elevados de dispersão ao longo de todo o horizonte. Mesmo no período úmido, os múltiplos já se encontram em patamares superiores, indicando maior variabilidade de preços mesmo em condições hidrológicas favoráveis.
168. No período seco, a dispersão se intensifica de forma mais pronunciada, com valores elevados distribuídos ao longo de vários meses, especialmente entre julho e novembro, período em que os múltiplos frequentemente ultrapassam 10 nos subsistemas SE e S. Esse comportamento indica maior exposição a extremos de preço, refletindo uma dinâmica de formação de preços mais sensível e menos estável.
169. Em síntese, a parametrização vigente apresenta maior dispersão tanto no período úmido quanto no seco, indicando uma estrutura de preços mais volátil e maior exposição a extremos quando comparada à parametrização HIB_1540.

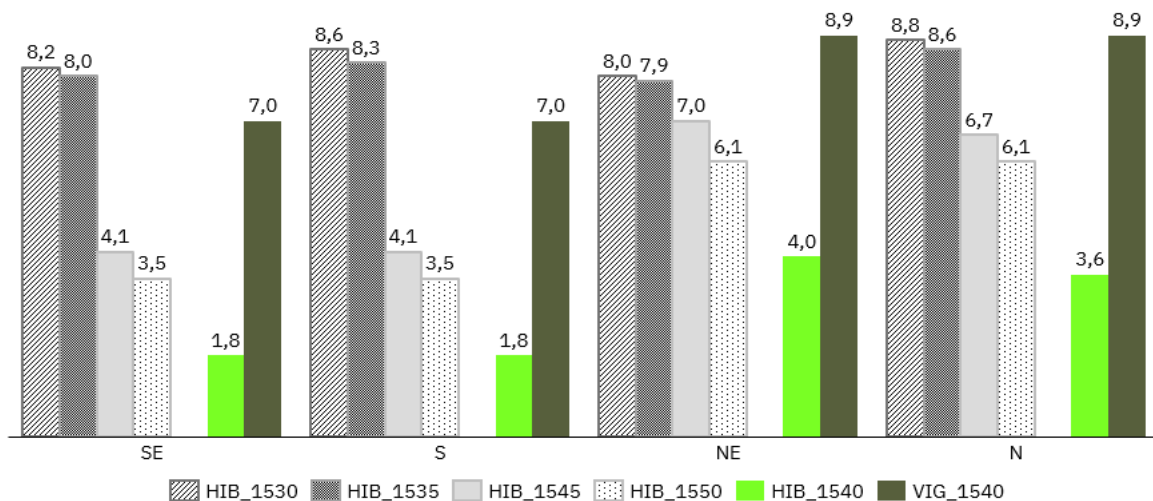


GRÁFICO 10 - COMPARAÇÃO DA DISPERSÃO MÉDIA DO PLD POR SUBSISTEMA – HIB_1540 vs VIG_1540

Fonte: Envol Energy Consulting

170. A comparação das médias dos múltiplos entre as parametrizações HIB_1540 e VIG_1540 consolida de forma clara os resultados observados anteriormente. O gráfico evidencia uma redução significativa da dispersão média em todos os subsistemas, com destaque para os subsistemas SE e S, nos quais a redução é mais pronunciada.
171. Essa diferença indica que a parametrização HIB_1540 promove uma suavização estrutural da formação de preços, reduzindo a amplitude relativa entre cenários e, conseqüentemente, a exposição a eventos extremos. Nos subsistemas Norte e Nordeste, embora a dispersão permaneça mais elevada, observa-se também redução



consistente, reforçando o efeito positivo da parametrização, no amplo sentido (CVaR, CRef, VMinOP e número de iterações), sobre a estabilidade dos preços.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
SE	28	5	26	-22	3	-1	16	-28	6	22	5	24	7
S	37	6	27	-22	-4	8	15	-28	6	21	5	23	8
NE	27	16	-52	-24	4	4	0	0	-17	11	-6	13	-2
N	27	16	-52	-24	4	-3	16	-28	6	22	5	24	1

TABELA 11 - DIFERENCIAL MENSAL DO PLD EM 2026 (R\$/MWH) – COMPARAÇÃO HIB_1540 vs VIG_1540

Fonte: Envol Energy Consulting

172. A análise do diferencial de preços entre as parametrizações HIB_1540 e VIG_1540 evidencia que os impactos sobre o nível médio do PLD são limitados e, em geral, próximos da neutralidade. Nos subsistemas SE e S, observa-se leve elevação média dos preços, da ordem de 7 a 8 R\$/MWh, enquanto nos subsistemas Norte e Nordeste os efeitos são ainda mais moderados, com variações próximas de zero.
173. Ao longo do ano, os resultados apresentam oscilações entre valores positivos e negativos, sem um padrão persistente de aumento ou redução de preços, o que indica ausência de viés estrutural na parametrização proposta. Esse comportamento reforça que a principal alteração promovida pelo HIB_1540 não está no nível de preços, mas sim na sua dinâmica.
174. Adicionalmente, observa-se que episódios pontuais de redução ou elevação mais expressiva do PLD estão associados a condições específicas de cenário, e não a uma mudança estrutural na modelagem. Esse comportamento indica que a parametrização preserva a coerência econômica da formação de preços, mantendo a sinalização de escassez quando necessária e evitando distorções sistemáticas ao longo do horizonte.
175. Em conjunto, os resultados indicam que a parametrização HIB_1540 reduz a volatilidade e a dispersão dos preços sem introduzir alterações relevantes no nível médio do PLD, contribuindo para maior previsibilidade e estabilidade do mercado. Do ponto de vista das relações contratuais, as diferenças médias observadas não se mostram suficientemente significativas para caracterizar ruptura de equilíbrio econômico-financeiro ou justificar revisões contratuais, uma vez que se mantêm dentro da variabilidade esperada do próprio mercado de curto prazo. Nesse sentido, a parametrização preserva a consistência dos sinais econômicos e a integridade dos arranjos contratuais vigentes.

VI.b. Análise dos Impactos Tarifários

176. A análise dos impactos tarifários evidencia de forma clara o trade-off entre eficiência econômica e segurança operativa associado às diferentes parametrizações de aversão ao risco. Considerando uma receita de referência de R\$ 278 bilhões para o segmento de distribuição, conforme destacado no Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026, observa-se que os efeitos sobre tarifa são diretamente proporcionais ao nível de conservadorismo adotado, com diferenças relevantes entre cenários hidrológicos.

Caso	ENA80_A25		ENA60_A25		ENA80_A21		ENA60_A21		Dispersão	
	Impacto Tarifário (%)	Impacto Tarifário (mi R\$)	Impacto Tarifário (%)	Impacto Tarifário (mi R\$)	Impacto Tarifário (%)	Impacto Tarifário (mi R\$)	Impacto Tarifário (%)	Impacto Tarifário (mi R\$)	Média (mi R\$)	Amplitude (mi R\$)
HIB_1530	-0,1%	-177	-2,2%	-6.181	-1,4%	-3.877	-1,1%	-3.123	-3.340	6.004
HIB_1535	0,2%	501	-0,6%	-1.782	-0,6%	-1.794	-0,6%	-1.700	-1.194	2.295
HIB_1540	0,3%	793	0,0%	103	-0,1%	-298	-0,1%	-396	51	1.189
HIB_1545	1,2%	3.294	1,3%	3.607	1,4%	3.995	0,2%	549	2.861	3.446
HIB_1550	2,1%	5.794	3,8%	10.664	2,7%	7.440	0,5%	1.521	6.355	9.143

TABELA 12 - SÍNTESE DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS E DISPERSÃO DE CUSTOS POR PARAMETRIZAÇÃO DE CVAR

Fonte: Envol Energy Consulting

177. Observa-se que as parametrizações menos conservadoras, representadas pelos casos HIB_1530 e HIB_1535, resultam em reduções tarifárias relevantes na média dos cenários, com destaque para o HIB_1530, que apresenta redução média de aproximadamente -R\$ 3,3 bilhões. No entanto, esses ganhos vêm acompanhados de elevada dispersão, com amplitudes que atingem até R\$ 6,0 bilhões, indicando forte sensibilidade às condições hidrológicas e maior exposição a cenários adversos.

178. Por outro lado, parametrizações mais conservadoras, como HIB_1545 e HIB_1550, apresentam impactos tarifários positivos em todos os cenários, refletindo aumento estrutural de custos. Em especial, o HIB_1550 apresenta impacto médio de aproximadamente R\$ 6,4 bilhões, associado à maior amplitude observada (R\$ 9,1 bilhões), evidenciando não apenas um viés de aumento de custo, mas também maior variabilidade entre cenários, o que reforça o caráter não linear do custo da segurança.

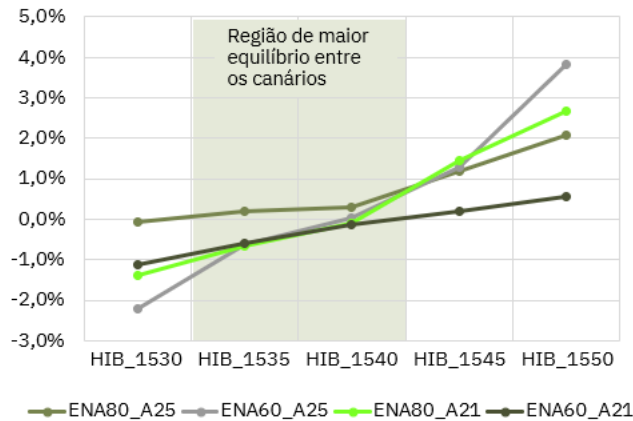


GRÁFICO 11 - TRADE-OFF ENTRE AVERSÃO AO RISCO E IMPACTO TARIFÁRIO

Fonte: Envol Energy Consulting

179. Quando analisado graficamente, fica evidente a relação entre o nível de aversão ao risco e os impactos tarifários observados nos diferentes cenários, permitindo uma leitura integrada do trade-off entre custo e segurança.
180. Destaca-se, no entanto, a região central do gráfico, a convergência das curvas dos diferentes cenários, com impactos tarifários próximos de zero e baixa dispersão entre as trajetórias. Essa característica indica que, para essa parametrização, o sistema apresenta comportamento robusto e consistente independentemente das condições hidrológicas, evitando tanto reduções artificiais de custo quanto aumentos excessivos associados ao conservadorismo.
181. Adicionalmente, a proximidade entre as curvas nessa região indica menor sensibilidade dos resultados às condições iniciais e aos cenários de afluência, reforçando a estabilidade da parametrização. Em contraste, nas extremidades do gráfico, observa-se maior divergência entre as curvas, indicando maior dependência do cenário e maior variabilidade dos impactos tarifários.
182. Em conjunto, o gráfico corrobora os resultados obtidos nas análises quantitativas, evidenciando que a parametrização associada ao par (15,40) se posiciona como ponto de equilíbrio entre custo e segurança, enquanto o par (15,35) se apresenta como uma alternativa tecnicamente consistente e menos conservadora, capaz de promover ganhos de eficiência econômica com impactos tarifários reduzidos, ainda que com maior sensibilidade às condições hidrológicas, mantendo-se, contudo, dentro de uma faixa aceitável de variabilidade e risco.

VII. Análise de Sensibilidade dos Parâmetros de Aversão ao Risco: Avaliação do Par (20,40)

183. Com o objetivo de avaliar a robustez da calibração adotada, foi conduzida uma análise de sensibilidade por meio da simulação do par CVaR (20,40), mantendo-se inalteradas as demais premissas e cenários utilizados nas etapas anteriores. Essa avaliação busca investigar se o desempenho observado para o par (15,40) decorre de um equilíbrio estrutural entre custo e segurança ou se está associado a uma calibragem específica do parâmetro alfa. Nesse sentido, o aumento da probabilidade de aversão ao risco, de 15% para 20%, permite testar o efeito da ampliação da gama de cenários considerados, incorporando cenários progressivamente menos adversos na política operativa do modelo.
184. A análise foi realizada considerando os quatro cenários previamente definidos, E80A21, E60A21, E80A25 e E60A25, de forma a garantir comparabilidade direta com os resultados já apresentados. Nesse contexto, a avaliação foi concentrada em métricas agregadas, como aderência à Curva de Referência (CRef) e custo térmico total permitindo investigar se a redução do nível de aversão ao risco associada ao aumento do parâmetro alfa resulta em perdas relevantes de segurança ou apenas em alterações marginais. Essa abordagem também possibilita verificar se o par (15,40) já se posiciona próximo ao ponto de equilíbrio ou se há espaço para ajustes adicionais na parametrização.
185. Nesta avaliação de sensibilidade, não se aprofundou a decomposição dos custos por componente (GSF, CCEAR-D, EER, MCP e ESS), em função da ausência de divulgação das premissas detalhadas utilizadas pelo CT PMO/PLD. A adoção de hipóteses adicionais poderia introduzir desvios relevantes e comprometer a consistência dos resultados. Assim, a análise foi conduzida de forma a preservar a comparabilidade e a aderência aos dados efetivamente disponibilizados, garantindo maior robustez às conclusões.

VII.a. Impactos sobre os Níveis de Armazenamento

186. A análise dos níveis de armazenamento ao longo do horizonte evidencia que a parametrização associada ao par (20,40) apresenta comportamento bastante próximo ao observado para o par (15,40), mantendo trajetórias semelhantes ao longo de todo o ciclo hidrológico. Em todos os cenários analisados, E60A21, E60A25, E80A21 e E80A25, observa-se que o perfil de armazenamento do (20,40) acompanha de forma consistente o padrão das parametrizações intermediárias, sem alterações estruturais relevantes na dinâmica de utilização dos reservatórios.

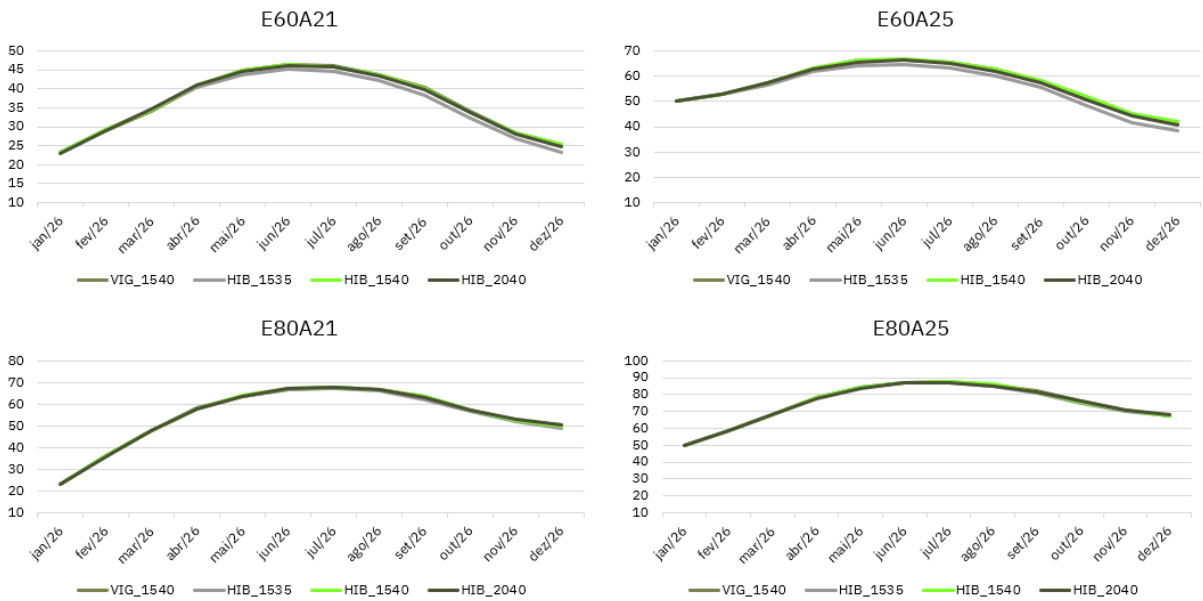


GRÁFICO 12 - ENERGIA ARMazenada Inicial, %
 Fonte: Envol Energy Consulting

187. De forma geral, o par (20,40) apresenta níveis de armazenamento ligeiramente inferiores ao (15,40) ao longo do ano, especialmente no período seco, mas ainda superiores aos observados no caso (15,35). Esse comportamento indica que o aumento do parâmetro alfa resultou em uma política operativa marginalmente menos conservadora do ponto de vista da preservação de água, mas sim em um ajuste marginal, sem impacto relevante sobre a trajetória intertemporal dos reservatórios. Esse padrão é particularmente evidente ao final do período seco, quando os níveis de armazenamento do (20,40) permanecem muito próximos aos do (15,40), sem evidência de perda relevante de segurança.

188. Quando essa leitura é combinada com os resultados de custo, observa-se que o par (20,40) apresenta redução significativa do custo térmico no mérito em relação ao (15,40), sem alteração relevante nos níveis de armazenamento ou na aderência à CRef. Esse resultado indica que a diminuição de custo não está associada a uma perda relevante de segurança hídrica, mas sim a um ajuste na forma como o modelo internaliza os cenários adversos. Ainda assim, a ausência de ganho em termos de armazenamento, especialmente nos períodos críticos, reforça que o aumento do parâmetro alfa, associado à redução do nível de aversão ao risco, não induz uma política mais robusta, mas apenas desloca marginalmente o equilíbrio entre custo e risco.

189. A leitura conjunta dos resultados evidencia que o par (15,40) já se encontra em uma região de equilíbrio estrutural entre custo e segurança, na qual reduções adicionais do nível de aversão ao risco não resultam em perdas operativas relevantes. O par (20,40),

por sua vez, confirma essa interpretação ao não produzir ganhos adicionais de segurança, mesmo apresentando redução de custo, evidenciando que a calibração do parâmetro alfa acima desse nível não altera de forma significativa a política operativa do sistema.

VII.b. Impactos sobre PLD

190. A análise da dispersão do PLD, medida pela relação entre os valores máximos e mínimos entre cenários, evidencia que o par (20,40) apresenta níveis de variabilidade relativamente elevados ao longo do ano, com múltiplos médios de aproximadamente 6,8 nos subsistemas SE e S, 7,3 no N e 8,1 no NE. Esses valores indicam que, mesmo sob uma parametrização com menor aversão ao risco, o sistema continua apresentando elevada sensibilidade às condições hidrológicas, especialmente nos subsistemas com menor capacidade de regularização.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE	3,6	4,0	6,3	9,5	7,9	7,7	7,1	6,4	6,1	7,8	8,8	6,7
S	3,6	4,0	6,1	9,3	8,1	8,0	7,1	6,4	6,1	7,9	8,8	6,7
NE	3,6	4,0	6,5	9,4	13,2	7,1	2,6	1,0	8,4	13,7	13,7	13,7
N	3,6	4,0	6,5	9,4	13,2	7,7	7,1	6,4	6,1	7,8	8,8	6,7

TABELA 13 - RELAÇÃO ENTRE VALORES MÁXIMOS E MÍNIMOS DO PLD EM 2026 – PARAMETRIZAÇÃO HIB_2040

Fonte: Envol Energy Consulting

191. Observa-se que a dispersão é mais pronunciada nos meses de transição e no período seco, com destaque para os meses de abril a junho, quando os múltiplos atingem valores superiores a 9 em todos os subsistemas, e para o subsistema NE, que apresenta picos extremos de até 13,7 nos meses de outubro a dezembro. Esse comportamento reflete a maior dependência de condições hidrológicas e restrições estruturais nessas regiões, reforçando a assimetria espacial da formação de preços.

192. De forma geral, o padrão observado indica que o aumento do parâmetro alfa para 20% não reduz de forma relevante a dispersão dos preços entre cenários, mantendo níveis de variabilidade semelhantes aos observados nas parametrizações anteriores. Isso sugere que a ampliação do conjunto de cenários considerados, decorrente do aumento do parâmetro alfa, ainda que incorpore com maior frequência condições adversas, não se traduz em maior estabilidade dos sinais de preço, sendo insuficiente para mitigar a volatilidade estrutural associada às condições hidrológicas.

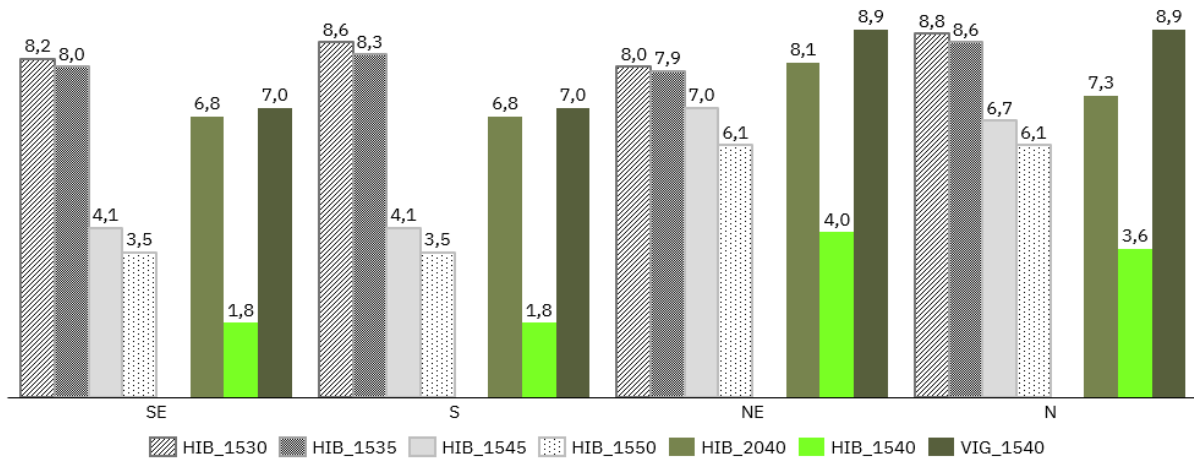


GRÁFICO 13 - COMPARAÇÃO DA DISPERSÃO MÉDIA DO PLD POR SUBSISTEMA - HIB_1540 vs HIB_2040

Fonte: Envol Energy Consulting

193. A análise da dispersão média do PLD por subsistema evidencia que o caso HIB_2040 apresenta níveis de variabilidade muito próximos ao caso vigente VIG_1540, e significativamente superiores aos observados no caso HIB_1540. Nos subsistemas SE e S, por exemplo, a dispersão média do HIB_2040 se mantém na faixa de 6,8 a 7,0, praticamente alinhada ao VIG_1540, enquanto o HIB_1540 apresenta valores substancialmente inferiores, em torno de 1,8, indicando maior estabilidade dos preços sob essa parametrização.
194. Esse padrão se repete nos demais subsistemas, com destaque para o NE e o N, onde a dispersão do HIB_2040 atinge 8,1 e 7,3, respectivamente, novamente próxima ao VIG_1540 (7,0 e 8,9) e muito acima do HIB_1540 (4,0 e 3,6). Esses resultados indicam que o aumento do parâmetro alfa para 20% não promove redução da variabilidade dos preços entre cenários; ao contrário, aproxima o comportamento do modelo ao observado no caso vigente, caracterizado por maior sensibilidade às condições hidrológicas.
195. Adicionalmente, observa-se que o par (15,40) se destaca como a única parametrização capaz de reduzir de forma consistente a dispersão do PLD em todos os subsistemas, evidenciando maior estabilidade dos sinais de preço. Nesse contexto, o par (20,40) não melhora esse indicador, reintroduzindo, em relação ao (15,40), níveis mais elevados de variabilidade.
196. Em conjunto, os resultados reforçam que a elevação do parâmetro alfa, associada à redução do nível de aversão ao risco, não resulta em ganhos de estabilidade do PLD, sendo insuficiente para mitigar a dispersão entre cenários. Pelo contrário, a evidência sugere que o par (15,40) já captura de forma mais eficiente o equilíbrio entre risco e formação de preços, ao reduzir a variabilidade sem comprometer a aderência à CRef,



enquanto o par (20,40) aproxima o comportamento do modelo ao padrão do caso vigente, sem ganhos operativos adicionais.

VII.c. Aderência à CRef vs Custo Econômico

197. A partir dos resultados apresentados, observa-se que o par (20,40) atingiu aproximadamente 105,2% de aderência à CRef, com custo total térmico de R\$ 29,4 bilhões, enquanto o par (15,40) apresenta 106,1% de aderência e custo de R\$ 30,6 bilhões. Essa comparação indica que a elevação do parâmetro alfa não resulta em ganhos adicionais de segurança, uma vez que os níveis de aderência permanecem bastante próximos. Por outro lado, observa-se uma redução relevante do custo térmico no mérito, o que sugere maior eficiência econômica sob essa parametrização.
198. No entanto, a redução observada no custo térmico no mérito deve ser interpretada com cautela. Conforme evidenciado nas análises da trajetória de armazenamento e da dispersão do PLD, esse ganho econômico não está associado a melhorias estruturais na robustez operativa do sistema. Em particular, o par (20,40) não apresenta aumento relevante nos níveis de armazenamento ao final do período seco, tampouco redução consistente na variabilidade dos preços entre cenários. Esses dois elementos são fundamentais para caracterizar ganhos efetivos de segurança, e sua ausência indica que a diminuição de custo decorre, sobretudo, de ajustes marginais na política operativa, sem alteração substancial na forma como o sistema responde às condições hidrológicas adversas. Dessa forma, o resultado sugere que a redução de custo não representa um ganho estrutural, mas sim uma mudança pontual que não se traduz em maior resiliência ou estabilidade do sistema.
199. A análise conjunta com a fronteira custo versus segurança reforça essa interpretação, ao evidenciar que o par (20,40) se posiciona na mesma região de equilíbrio dos pares intermediários, particularmente próximos ao (15,40) e (15,35). Isso indica que o bom desempenho observado não decorre de uma calibragem específica do parâmetro alfa em 15%, mas sim da existência de uma faixa de soluções eficientes, nas quais pequenas variações na aversão ao risco não produzem mudanças significativas nos indicadores de segurança. Nesse contexto, o par (20,40) confirma a estabilidade dessa região de equilíbrio, ainda que sem evidências de ganho adicional de robustez, reforçando que a parametrização (15,40) já captura de forma adequada o balanço entre custo e segurança.

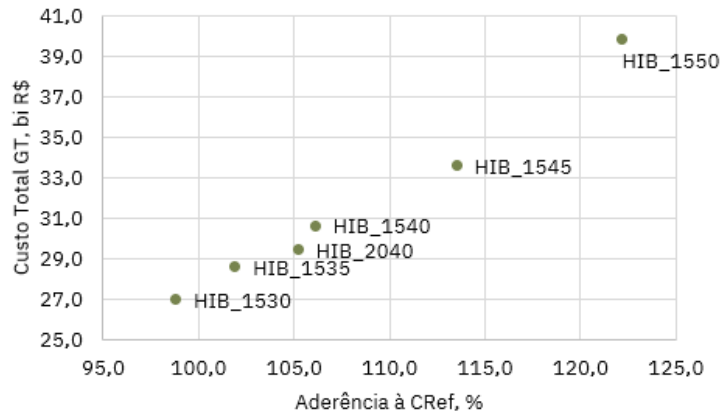


GRÁFICO 14 - FRONTEIRA CUSTO vs SEGURANÇA (CREF)

Fonte: Envol Energy Consulting

VIII. Síntese e Recomendações

200. A presente Nota Técnica avaliou, de forma integrada, os mecanismos de aversão ao risco utilizados nos modelos de planejamento e formação de preços do setor elétrico brasileiro, com foco na adequação do CVaR vigente e na análise da proposta de utilização do Volume Mínimo Operativo (VMinOp), no contexto da Consulta Externa nº 001/2026.
201. Para tanto, a análise combinou elementos conceituais, institucionais e quantitativos, com base nos resultados dos estudos conduzidos pelo CT PMO/PLD, permitindo estruturar uma visão abrangente dos impactos operacionais, econômicos e regulatórios associados às diferentes configurações de parâmetros. A partir desse arcabouço analítico, foi possível consolidar uma leitura integrada dos principais trade-offs envolvidos na definição do nível de aversão ao risco.

VIII.a. Síntese das Análises

202. Nesse contexto, a análise desenvolvida ao longo desta Nota Técnica permite sintetizar os impactos das diferentes parametrizações de aversão ao risco nos modelos de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro, com ênfase na interação entre segurança energética, eficiência econômica e qualidade do sinal de preços.
203. Os resultados indicam que o mecanismo de CVaR permanece como instrumento adequado e robusto para a internalização do risco hidrológico, permitindo ajustar de forma contínua a política operativa em resposta às condições do sistema. Observa-se que há uma região de equilíbrio bem definida entre custo e segurança, na qual os



incrementos de aversão ao risco resultam em ganhos proporcionais de aderência à Curva de Referência (CRef), sem introduzir distorções econômicas relevantes.

204. Com o objetivo de conferir maior rigor à avaliação das alternativas de parametrização, a análise da fronteira custo versus segurança foi complementada por uma leitura integrada dos efeitos sobre o armazenamento ao final do período seco e sobre a dispersão do PLD. Essa ampliação é particularmente relevante, uma vez que a aderência à Curva de Referência (CRef), embora útil como indicador de segurança, não esgota a avaliação da robustez operativa. Da mesma forma, a análise do custo térmico total, isoladamente, não é suficiente para caracterizar a eficiência econômica de uma política operativa.
205. Nesse contexto, uma parametrização pode ser considerada eficiente quando não existe alternativa que simultaneamente apresente menor custo, maior aderência à CRef, melhor preservação dos níveis de armazenamento, especialmente nos momentos mais críticos do sistema e maior estabilidade dos sinais de preço. Por outro lado, parametrizações que apresentam vantagem em uma dimensão isolada podem perder relevância quando avaliadas de forma integrada, sobretudo quando implicam fragilidade no atendimento das restrições operativas.
206. Sob essa ótica, o par (15,30), embora apresente o menor custo térmico total (R\$ 27,0 bilhões), não se sustenta como solução eficiente. Além de apresentar a menor aderência à CRef (98,8%) e a maior dispersão do PLD (8,4), observa-se que, no cenário crítico ao final do período seco (ENA 60 / ARM 21), essa parametrização resulta em nível de armazenamento de 23,1%, volume inferior ao limite da curva Amarela da CRef (25%), caracterizando não atendimento da restrição operativa em nível alarmante. Esse resultado evidencia que a economia observada decorre de uma política menos conservadora, com perda direta de segurança.
207. O par (15,35) apresenta desempenho intermediário, com custo inferior (R\$ 28,6 bilhões), porém também não atende à CRef no cenário crítico, ao apresentar nível de armazenamento de 23,4%, igualmente abaixo do limite mínimo da curva Amarela. Adicionalmente, apresenta menor aderência à CRef (101,9%), níveis de armazenamento inferiores e elevada dispersão do PLD (8,2) quando comparado às parametrizações mais equilibradas. Dessa forma, embora represente um avanço em relação ao (15,30), não se posiciona na fronteira eficiente sob a ótica multicritério.
208. O par (15,40) se destaca como a alternativa que melhor se posiciona na fronteira ampliada entre custo, segurança, armazenamento e sinal de preço. Essa parametrização combina elevada aderência à CRef (106,1%) com custo térmico total ainda controlado (R\$ 30,6 bilhões) e, de forma relevante, supera o limite da curva Amarela, com nível de armazenamento de 25,3%, mas ainda abaixo da curva Verde

(29%). Esta configuração reduz a necessidade de despacho fora mérito, assim como os encargos atrelados. Adicionalmente, apresenta a menor dispersão do PLD entre os casos analisados (2,8), contribuindo para uma sinalização econômica mais estável. Trata-se, portanto, da solução que melhor equilibra as diferentes dimensões analisadas.

209. Os pares mais conservadores, como (15,45) e (15,50), embora elevem a aderência à CRef (113,5% e 122,2%) e os níveis de armazenamento (26,6% e 28,6% no cenário crítico), posicionam-se fora da região eficiente. Isso ocorre porque os ganhos adicionais de segurança não se traduzem em melhorias proporcionais frente ao desempenho já observado no par (15,40), ao passo que implicam aumentos expressivos de custo (R\$ 33,6 bilhões e R\$ 39,9 bilhões), caracterizando uma região de retornos decrescentes da aversão ao risco.
210. A análise de sensibilidade com o par (20,40) reforça essa interpretação. Embora essa parametrização apresente custo térmico inferior (R\$ 29,4 bilhões) e aderência próxima à do par (15,40) (105,2%), observa-se que, no cenário crítico, o nível de armazenamento (24,9%) se posiciona praticamente no limite inferior da CRef Amarela (25%), com margem operacional desprezível. Adicionalmente, apresenta deterioração relevante na dispersão do PLD (7,3 frente a 2,8), sem ganho compensatório em termos de robustez. Isso indica que a redução de custo não está associada a melhorias estruturais na segurança do sistema.
211. Dessa forma, a avaliação multicritério evidencia que a escolha da parametrização deve ser orientada pela identificação de soluções que equilibrem segurança operativa, robustez física e qualidade do sinal econômico, especialmente em cenários críticos. Nessa leitura, o par (15,40) permanece como a alternativa mais consistente, ao se posicionar no centro da região eficiente da fronteira ampliada, sendo a primeira configuração a assegurar o atendimento da CRef sem dependência de margem residual ou de intervenções corretivas..
212. No que se refere ao VMinOp, a análise evidencia seu papel como instrumento complementar de segurança, atuando como restrição física para garantir níveis mínimos de armazenamento. No entanto, sua interação com o CVaR e a CRef deve ser cuidadosamente avaliada, de forma a evitar sobreposição de mecanismos que possam resultar em excesso de conservadorismo e aumento desnecessário de custos.
213. Por fim, a avaliação do processo de governança indica avanços relevantes na estruturação institucional e na incorporação de mecanismos de participação social. Ainda assim, permanecem oportunidades de aprimoramento, especialmente no que se refere à transparência, rastreabilidade das decisões e previsibilidade regulatória, aspectos fundamentais para o adequado funcionamento do mercado.

VIII.b. Recomendações Técnicas

214. Com base nos resultados apresentados, recomenda-se a manutenção do par (15,40) como referência para a calibração do nível de aversão ao risco, por se posicionar de forma consistente na região de equilíbrio entre custo e segurança. Ressalte-se, ademais, que essa recomendação está alinhada ao comando do CMSE e à evidência empírica de que tanto a programação quanto a geração efetivamente realizadas pelo ONS têm se mostrado sistematicamente superiores aos resultados indicados pelos modelos sob a parametrização vigente (15,40), o que reforça a necessidade de cautela na adoção de configurações menos conservadoras.
215. Recomenda-se evitar a adoção de parametrizações menos conservadoras, como (15,30), uma vez que estas comprometem a segurança energética intertemporal ao reduzir excessivamente os níveis de armazenamento, especialmente em cenários mais restritivos. Nesse contexto, embora o par (15,35) apresente desempenho intermediário sob uma leitura agregada dos resultados, sua eventual consideração deve ser vista com ressalvas, uma vez que não assegura o atendimento da CRef em cenários críticos, operando sistematicamente abaixo do limite mínimo ou com margens extremamente reduzidas. Tal comportamento evidencia ausência de robustez estrutural, indicando que a redução de custo observada está associada a uma política operativa menos segura.
216. Da mesma forma, não se recomenda o avanço para níveis mais elevados de aversão ao risco, como (15,50), dado o aumento desproporcional dos custos operativos sem ganhos relevantes de segurança, caracterizando ineficiência econômica.
217. No que se refere à sensibilidade analisada, os resultados do par (20,40) indicam que há certa flexibilidade na escolha do parâmetro alfa dentro de uma faixa de equilíbrio. No entanto, sua adoção deve ser avaliada com cautela, considerando que os ganhos econômicos observados não estão associados a melhorias estruturais na robustez do sistema.
218. Embora a reavaliação periódica dos parâmetros pelo CMSE constitua prática legítima e desejável no âmbito da governança do setor, tal processo não implica, necessariamente, na obrigatoriedade de revisão dos parâmetros. Nesse sentido, a manutenção da estabilidade metodológica assume papel central, tanto para a previsibilidade regulatória quanto para a segurança do ambiente de mercado. A ausência de alterações estruturais recentes nos modelos ou nos dados de entrada que justifiquem uma revisão dos parâmetros reforça a importância de evitar mudanças

frequentes, que podem introduzir ruído na formação de expectativas e comprometer a credibilidade dos sinais econômicos emitidos pelo modelo.

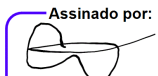
219. No que se refere à atualização dos parâmetros físicos, recomenda-se a adoção dos novos valores de VMinOp propostos, de 27,8% para o subsistema Norte (N) e 23,1% para o Nordeste (NE), uma vez que a proposta apresenta base técnica sólida e consistente. A proposta apresenta alinhamento direto com as Curvas Referenciais de Armazenamento (CRef), garantindo coerência entre os instrumentos de monitoramento da segurança energética e as restrições operativas incorporadas aos modelos.
220. Adicionalmente, os valores são suportados por arcabouço técnico sólido, incluindo requisitos regulatórios estabelecidos pela ANA, experiência operativa do ONS e estudos recentes, o que confere robustez à sua definição. Dessa forma, conclui-se que a atualização proposta do VMinOP contribui para o aprimoramento da representação da segurança operativa, sem introduzir impactos relevantes sobre a dinâmica de operação do sistema.
221. Além disso, recomenda-se o fortalecimento do processo de governança, com avanços em três dimensões principais:
- i. maior transparência na definição e divulgação dos critérios e premissas adotados nos estudos do CT PMO/PLD, bem como nos fundamentos que orientam a escolha dos parâmetros;
 - ii. aprimoramento da rastreabilidade das decisões, com documentação estruturada das etapas de avaliação;
 - iii. ampliação da previsibilidade regulatória, por meio de cronogramas mais robustos e compatíveis com a complexidade das análises.
222. Recomenda-se, ainda, que a interação entre CVaR, CRef e VMinOp seja continuamente monitorada e avaliada de forma integrada, de modo a garantir que esses instrumentos atuem de forma complementar, preservando o equilíbrio entre segurança energética, eficiência econômica e qualidade do sinal de preço.
223. No âmbito metodológico, recomenda-se o aprimoramento dos modelos de planejamento e formação de preços (NEWAVE e DECOMP), com a incorporação, ainda que de forma agregada, de restrições operativas já consideradas no modelo de curtíssimo prazo (DESSEM), incluindo a adequada representação dos efeitos associados a limitações de rampa, requisitos de reserva de potência, maior granularidade dos patamares de carga para avaliação das condições de ponta e restrições de defluência condicionadas ao nível de armazenamento, em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 15.269/2025. Tal evolução é fundamental para reduzir os desalinhamentos entre os resultados dos modelos e a operação efetiva do sistema, os



quais decorrem, em parte, de simplificações inerentes aos modelos de médio e longo prazo.

224. Adicionalmente, recomenda-se que, no próximo ciclo de avaliação, seja conduzida uma rodada complementar de estudos que permita avaliar o comportamento dos pares de CVaR nos modelos, sem a aplicação de ajustes associados à geração fora da ordem de mérito nos níveis de armazenamento. A metodologia atualmente adotada, ao incorporar os efeitos da geração fora da ordem de mérito nos reservatórios, embora represente de forma mais fiel a operação, coordenada entre CMSE, ONS e CCEE, pode influenciar a dinâmica intertemporal do modelo e alterar a avaliação do atendimento à CRef.
225. Nesse sentido, a realização de análises complementares sem a aplicação desses ajustes permitiria avaliar, de forma mais transparente, a capacidade intrínseca dos diferentes pares de CVaR em promover a recomposição dos reservatórios ao longo do horizonte, tanto em cenários médios quanto críticos. Essa abordagem contribuiria para o aprimoramento da avaliação metodológica, permitindo distinguir entre os efeitos decorrentes da parametrização do modelo e aqueles associados a intervenções operativas.

São Paulo, 10 de abril de 2026

Assinado por:

5307871160AA405...

Alexandre Guedes Viana
CEO
Envol Global Energy Consulting Ltda.



Referências Bibliográficas

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).
Resolução nº 1, de 2024. Estabelece diretrizes para garantir a coerência e integração de dados, parâmetros e modelos do setor elétrico.

BRASIL. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).
Resolução nº 1, de 2025. Define o rito e os prazos para deliberação dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos computacionais.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS).
Relatório Técnico do CT PMO/PLD nº 001/2026 – GT Calibração CVaR. Avaliação dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos NEWAVE e DECOMP.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS).
Procedimentos de Rede – Submódulos de Planejamento e Programação da Operação Energética.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS).
Notas Técnicas sobre Curva de Referência (CRef) e Volume Mínimo Operativo (VMinOp).

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA).
Resoluções e Diretrizes sobre usos múltiplos da água e restrições operativas de reservatórios.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE).
Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2034).

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE).
Regras de Comercialização de Energia Elétrica – Formação de Preço e Encargos.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL).
Modelos Computacionais do Setor Elétrico Brasileiro: NEWAVE, DECOMP e DESSEM – Documentação Técnica.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S.
Optimization of Conditional Value-at-Risk. Journal of Risk, 2000.
(Base conceitual do CVaR aplicado aos modelos do setor elétrico)



ENVOI ENERGY CONSULTING.

Estudos e Modelagens Proprietárias de Formação de Preço, Risco e Curtailment. (material interno)



www.envolglobal.com