

# Contribuição da Casa dos Ventos para a CE nº 001/2026



## Resumo

Desde janeiro de 2025, a cadeia de operação e formação de preço passou a adotar o modelo NEWAVE Híbrido sob a parametrização de aversão ao risco CVaR(15,40). Contudo, ao longo deste período, verificaram-se resultados sistêmicos e comerciais indesejados. Essa configuração implicou um aumento excessivo da volatilidade nos resultados dos modelos computacionais, acarretando a elevação do prêmio de risco precificado pelos agentes e uma redução abrupta da liquidez no ambiente de contratação livre. Em última instância, esse cenário de ineficiência resultou em um ônus indevido e bilionário aos consumidores finais.

Desta forma recomendamos a alteração deste parâmetro para o par CVaR(15,30), visando o enquadramento dos resultados computacionais à visão de risco incorporada na CRef.

Recomendamos fortemente a necessidade de avaliações robustas por meio do modelo DESSEM para o real entendimento dos rebatimentos das variações do PLD com o despacho térmico e, conseqüentemente, da segurança energética.

Por fim, a família do alfa 15% não nos parece adequada de ser utilizada. Sugerimos a elaboração e a publicação de estudos aprofundados que justifiquem a utilização de um percentil de cauda tão reduzido na etapa backward do modelo, bem como a avaliação de outras famílias, como alfa 20% ou 25%, com o intuito de mitigar a instabilidade e melhorar a convergência.

## 1 Necessidade de avaliação adicional com DESSEM

O setor elétrico brasileiro vem passando por uma constante evolução, tanto na configuração do seu parque gerador quanto no perfil de consumo. Dentre as principais transformações, destaca-se a alta taxa de penetração da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Esta fonte de geração, que somente no ano de 2025 apresentou um expressivo crescimento de 8.959 MW de capacidade instalada, possui como característica a injeção não-despachável de energia nas horas de irradiação solar. Como consequência, observa-se um forte abatimento da carga sistêmica durante o dia e a necessidade de uma rampa de elevação abrupta no atendimento à carga líquida do sistema nos horários de ponta (das 18h às 22h), momento em que a geração solar cessa e o consumo atinge seu ápice.

Devido a essa alteração no perfil da carga líquida, o PLD também sofreu modificações estruturais em suas características, conforme constatado na Figura 1.

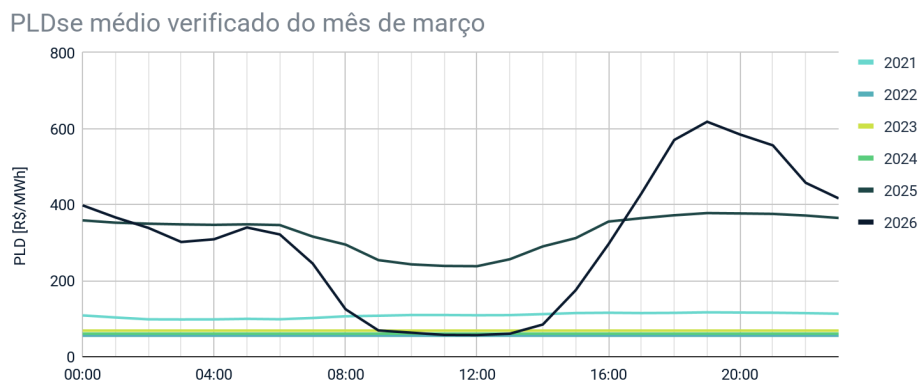


Figura 1. PLDse médio verificado do mês de março dos anos de 2021 a 2026

No ano de 2021, o PLD apresentava um comportamento constante ao longo do dia, visto que o sistema não possuía desequilíbrios no atendimento à carga horária. Nesse cenário, os

modelos energéticos patamarizados (NEWAVE e DECOMP) apresentavam grande aderência em suas sinalizações frente ao resultado oficial do modelo de curtíssimo prazo (DESSEM).

Entre os anos de 2022 e 2024, o sistema vivenciou um período de sobre oferta hídrica que resultou em PLDs no piso regulatório na maior parte do tempo, mascarando as reais consequências operativas e comerciais da modificação da matriz elétrica. Foi somente em 2025, com a redução dos excedentes hídricos, que se tornou possível constatar os efeitos da sobreoferta de geração nos horários de maior irradiação solar. Inicialmente, a modulação intradiária do PLD era perceptível com maior intensidade em dias de carga reduzida (finais de semana e feriados). Nos demais períodos, o comportamento do preço ainda apresentava alguma aderência aos modelos patamarizados.

Contudo, no ano de 2026, essas consequências se intensificaram severamente. Observam-se reduções ao PLD mínimo regulatório durante o dia em todos os dias do mês, seguidas por sinalizações de escassez e picos de preço nos horários de maior demanda líquida. Este fenômeno resultou em um descasamento estrutural em relação às sinalizações do modelo DECOMP, conforme ilustrado na Figura 2. Destaca-se que este descasamento não se limita apenas ao valor do PLD, mas reverbera em todas as decisões operativas da cadeia, distorcendo os despachos térmicos e hidráulicos.

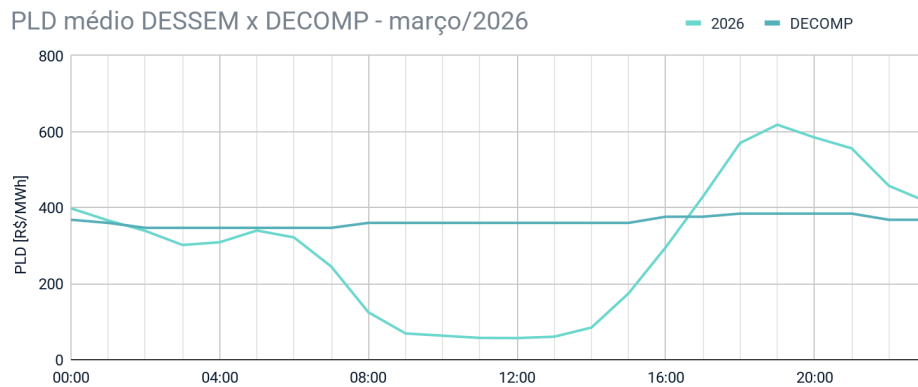


Figura 2. PLDse médio do DESSEM x DECOMP para o mês de março/2026

Nota-se que, no relatório técnico elaborado pelo CT PMO/PLD, a avaliação com o modelo DESSEM (Anexo A.3) foi realizada considerando apenas pontualmente os dias 10 e 15 de janeiro de 2026. Avaliar o comportamento do modelo de curtíssimo prazo em apenas dois dias do ano é insuficiente para capturar a dinâmica da volatilidade intradiária e o impacto real do descasamento entre os modelos ao longo das diferentes estações do ano e regimes hidrológicos.

Desta forma, é de fundamental importância que as análises que embasam qualquer modificação paramétrica na cadeia de formação de preço sejam realizadas com o modelo capaz de capturar as reais características horárias e restrições físicas do nosso sistema: o DESSEM. Sem essa comprovação, corre-se o risco de adotar medidas que não surtirão o efeito esperado ou que agravarão as distorções comerciais existentes.

Compreendemos a complexidade da execução do modelo DESSEM para longos horizontes prospectivos, dada a sua dependência intrínseca de condições conjunturais detalhadas. Contudo, nada impede a realização de estudos retroativos (backtesting) para apurar os impactos reais das modificações propostas caso tivessem sido aplicadas em configurações recentes.

Portanto, recomendamos a execução de um backtest com o modelo DESSEM englobando, no mínimo, os últimos 365 dias. O objetivo é capturar os impactos operativos e financeiros das alterações propostas ao longo de um ciclo sazonal completo. Entendemos que esta análise retroativa não contempla toda a gama de possibilidades futuras, porém trará a

segurança e a transparência necessárias sobre os reais impactos das modificações nos agentes de mercado, em especial para as fontes renováveis.

## 2 Parametrização do CVaR

Anualmente, é realizada a validação da aderência dos resultados dos modelos computacionais energéticos à visão de risco e segurança energética esperada pelo ONS. Essa avaliação baseia-se em diversas configurações sistêmicas, variando, atualmente, tanto a hidrologia quanto os níveis iniciais de armazenamento das usinas hidrelétricas.

Apesar de o processo de revisão ser anual, salientamos a necessidade de conferir caráter estrutural e estabilidade a esse parâmetro. Um ambiente regulatório estável e previsível é fundamental para garantir a correta sinalização de preços e, conseqüentemente, incentivar a expansão do sistema. Caso o mecanismo de aversão ao risco (CVaR) sofra alterações constantes e estritamente conjunturais, a sinalização de preços futuros perderá sua credibilidade, desestimulando a alocação de capital do setor privado em novos projetos de geração.

Contudo, prezar pela estabilidade não significa engessamento. O zelo pela previsibilidade não deve tornar o setor inerte ou refratário à proposição de modificações quando forem constatados desequilíbrios estruturais profundos, seja na operação física do sistema, seja na precificação da energia.

Adicionalmente, destacamos que os parâmetros atualmente empregados estão em vigência desde janeiro de 2025. Sua modificação ocorreu exclusivamente em virtude da entrada em operação do modelo NEWAVE Híbrido, que representou uma profunda alteração metodológica. Diante dessa transição, fez-se necessário o ajuste dos parâmetros apenas com o intuito de manter a mesma percepção e os mesmos níveis de aversão ao risco aplicados anteriormente. Na prática, isso significa que estamos operando sob os mesmos critérios reais de aversão ao risco desde janeiro de 2023.

Apesar da premissa de manutenção da aversão ao risco em relação aos modelos agregados por REE, a alteração da parametrização de CVaR(25,35) para CVaR(15,40) acarretou efeitos não previstos anteriormente na cadeia de formação de preços. Como será detalhado nas seções posteriores, essa calibração vigente não se mostrou a mais adequada para assegurar a manutenção do equilíbrio técnico-financeiro do setor elétrico.

### 2.1 Critério de atendimento à CRef

Desde o ciclo 2021/2022, a metodologia de atendimento à CRef vem sendo utilizada para auxiliar na tomada de decisão em relação à calibração dos parâmetros do CVaR. Durante esse intervalo, nota-se que a metodologia passou por melhorias constantes.

Para este novo ciclo, a métrica sofreu uma importante modificação: passou a considerar um "saldo positivo" de despacho térmico em relação às curvas. Isso ocorre quando o modelo identifica ser vantajosa a antecipação de térmicas com CVUs mais reduzidos a fim de compensar um eventual despacho térmico "emergencial" e mais caro no futuro. Esta consideração mostrou-se um avanço muito importante por incorporar nas métricas de aderência a capacidade dos modelos de proverem segurança adicional a custos inferiores, garantindo assim a minimização do custo total de operação — princípio basilar dos modelos de otimização do setor elétrico.

Contudo salientamos os problemas conceituais da utilização exclusiva desta métrica para a definição de tais parâmetros.

A CRef é composta por curvas determinísticas construídas com base em cenários hidrológicos extremamente críticos — selecionados a partir do CVaR 1% das energias naturais

afluentes — associados a um determinado volume de despacho térmico pré-estabelecido. Desta forma, não é razoável esperar que os modelos computacionais (NEWAVE e DECOMP) apresentem resultados idênticos ou superiores a essa curva em qualquer simulação, visto que a otimização estocástica considera toda a pluralidade de cenários hidrológicos futuros, balanceando o valor esperado e o risco.

De forma resumida, estar em um determinado nível de armazenamento não deve ser a única informação utilizada para se determinar se o ponto de operação é seguro ou não. Isso é especialmente verdadeiro se este armazenamento for verificado nos meses do período úmido, época em que a hidrologia apresenta sua maior dispersão de possibilidades e os modelos possuem governabilidade para recuperar os reservatórios com afluências naturais, sem onerar o consumidor com despachos térmicos adicionais.

Não é coerente — sob a ótica da eficiência econômica — penalizar o modelo por apresentar um despacho térmico inferior à CRef nos meses de período úmido quando as vazões verificadas se encontram em condições favoráveis. Exigir que a otimização estocástica replique um despacho de crise aguda (CRef) em um cenário de hidrologia a 80% da MLT (Cenário E80A21) resulta em uma distorção metodológica. O modelo, corretamente, reduz o despacho térmico pois "enxerga" afluências melhores que as adotadas na construção da CRef, otimizando o custo sistêmico. Obrigar o modelo a bater 100% da CRef neste cenário seria forçar uma ineficiência e um sobrecusto artificial.

Desta forma, o critério de atendimento à CRef só deveria ser utilizado como balizador principal de calibração quando aplicados cenários hidrológicos severos e coerentes com as premissas conservadoras utilizadas na sua própria construção, como é o caso dos cenários E60A25 e E60A21.

## 2.2 Aderência à CRef

Até o ciclo 2024/2025, o critério de atendimento à CRef possuía um índice máximo de 100%, visto que as gerações térmicas realizadas pelos modelos além do montante exigido pela CRef não eram contabilizadas como "saldo positivo". Após a inclusão desta melhoria metodológica, foi vislumbrada a ocorrência de índices superiores a 100% em diversos cenários, detalhados a seguir:

- Configuração E80A25: Todos cenários em 100%;
- Configuração E60A25: Todos os cenários superaram a meta (VIG\_1540, HIB\_1530, HIB\_1535, HIB\_1540, HIB\_1545 e HIB\_1550);
- Configuração E60A21: Casos VIG\_1540, HIB\_1535, HIB\_1540, HIB\_1545 e HIB\_1550;
- Configuração E80A21: Nenhum cenário ultrapassou os 100%;

Conceitualmente, índices sistematicamente superiores a 100% indicam que o resultado dos modelos apresenta uma resposta excessivamente restritiva, despachando mais térmicas do que o próprio ONS julga necessário. Do ponto de vista econômico e operativo, essa geração térmica "indesejada" traz prejuízos severos: provoca uma elevação injustificada do PLD e do CMO. O resultado final é o repasse de um aumento tarifário ao consumidor.

E, conforme discutido na seção anterior, não é coerente a validação da aderência à CRef (uma curva desenhada para o estresse hídrico extremo) em cenários hidrológicos favoráveis (ENA 80% da MLT). Desta forma, para fins de calibração do nível de aversão ao risco, a métrica de aderência à CRef deve ser analisada como balizador principal somente nos cenários críticos: E60A25 e E60A21.

Analisando os resultados do cenário E60A25, tabela 1, constata-se que todos os casos apresentaram atendimento à CRef superior a 100%. Conseqüentemente, a melhor indicação de parâmetro é aquela que mais se aproxima da meta exata de 100%, evitando sobrecustos. Este é o caso HIB\_1530, que atinge 115,2% de aderência. Qualquer aversão acima desse patamar destrói valor: a mudança para o HIB\_1540, por exemplo, não agrega segurança real

Tabela 1. Resumo dos impactos do cenário E60A25

ENAG0_ARM25 - EARM inicial 50.0 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	126.3	115.2	121.2	125.2	135.7	154.3
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	43.39	-6.85	-3.6	0.31	3.17	12.86
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	126.0	176.0	57.0	58.0	119.0	-46.0
Δ de geração térmica [MWmed]	12416.0	-1639.0	-857.0	-4.0	867.0	3127.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	31046.0	-14016.0	-6768.0	-1021.0	10866.0	34607.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	35.1	-8.7	-4.6	-0.5	4.2	21.6
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	681.51	-118.0	-51.85	6.82	106.61	386.36
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	645.56	-89.29	-33.73	9.51	98.45	139.71
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	147.04	8.01	29.01	25.62	15.6	-5.42
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	19.03	1.43	-1.98	-4.16	-9.55	-19.03
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	71.4	2.87	1.5	0.0	-1.52	-5.5
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-40.49	7.16	2.33	-0.38	-5.47	-13.32
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-2.22	-0.64	0.04	1.3	3.84

Ao verificarmos o mesmo critério no cenário mais severo do estudo, o E60A21, tabela 2, os cenários HIB\_1540 a HIB\_1550 apresentam aderência muito superior a 100% (variando de 110,9% a 135,1%). Esses pares impõem um custo total de geração térmica muito elevado, que varia de R\$ 57 bilhões a R\$ 64,3 bilhões, demonstrando um claro desequilíbrio entre segurança e custo. Neste cenário, o único caso inferior a 100% é o HIB\_1530 (96,3%). A opção HIB\_1535, por sua vez, apresenta uma aderência marginalmente superior à meta (100,9%).

Tabela 2. Resumo dos impactos do cenário E60A21

ENAG0_ARM21 - EARM inicial 23.12 %	VIG_1540	HIB_1530	HIB_1535	HIB_1540	HIB_1545	HIB_1550
Aderência à CRef (%)	111.6	96.3	100.9	110.9	124.1	135.1
Δ de armazenamento no SIN [p.p]	27.86	-2.96	-2.07	-0.36	1.54	3.61
Δ de vertimento turbinável [MWmed]	277.0	-28.0	-53.0	-11.0	-59.0	-126.0
Δ de geração térmica [MWmed]	15586.0	-846.0	-613.0	-140.0	394.0	750.0
Δ de GT líquida (excedente - faltante) [MWmês]	18914.0	-25294.0	-17355.0	-1221.0	17891.0	32030.0
Δ de custo da geração térmica [R\$ bi]	58.2	-6.6	-4.8	-1.2	3.1	6.1
Δ de CMO médio SE/CO no período [R\$/MWh]	988.16	-150.13	-85.21	25.46	143.48	420.62
Δ de PLD médio SE/CO no período [R\$/MWh]	779.52	-61.59	-30.84	-1.11	5.75	5.75
Δ da média do descolamento do PLD (SE/CO - NE) no período [R\$/MWh]	147.49	40.76	19.26	1.9	17.59	-6.43
Δ da volatilidade SE/CO [p.p]	4.11	8.61	5.68	-1.7	-4.11	-4.11
Impacto no MRE - Δ de GSF [p.p]	65.81	1.49	1.08	0.25	-0.69	-1.31
Impacto no MRE - Δ de impacto do pagamento no MCP (ACL) [R\$ bi]	-53.81	4.46	2.72	0.56	-1.06	-2.24
Δ de Encargo de Segurança do Sistema [R\$ bi]	1.19	0.88	0.73	-0.01	-0.42	-1.19
Δ - Impacto Tarifário [p.p]	0.0	-1.12	-0.61	-0.14	0.2	0.55

Desta forma, a decisão técnica mais assertiva e eficiente seria a adoção dos parâmetros CVaR(15,30). Esta configuração apresenta a melhor aderência aos critérios rigorosos de segurança propostos pelo ONS (atingindo índices muito próximos da CRef nos cenários de estresse), garantindo a estabilidade sistêmica sem onerar o consumidor cativo com tarifas excessivas.

### 2.3 Impacto na volatilidade e segurança de mercado

Adicionalmente aos impactos financeiros indesejados decorrentes da imposição de parâmetros de aversão ao risco elevados, destacamos a inserção de uma alta volatilidade não intrínseca ao problema físico de uma matriz elétrica majoritariamente renovável e hidráulica.

A figura 3 retrata a evolução do PLD médio semanal do submercado Sudeste/Centro-Oeste desde janeiro de 2025, contemplando todo o horizonte em que o modelo NEWAVE Híbrido com o CVaR(15,40) foi empregado.

Média semanal do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste

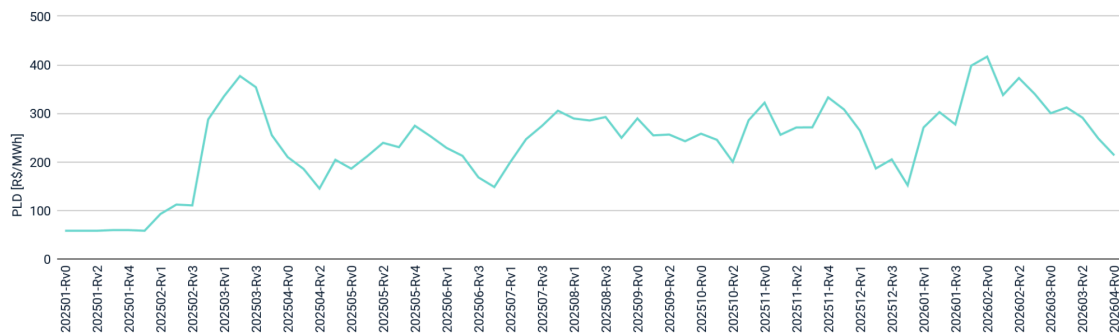
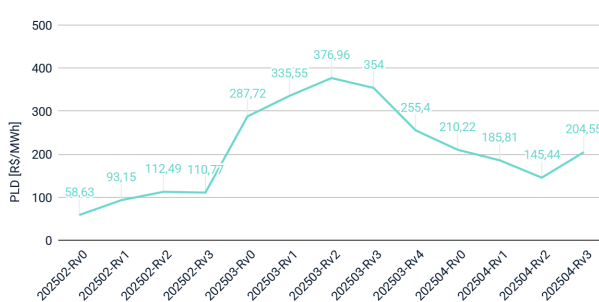


Figura 3. Evolução do PLD médio semanal do submercado Sudeste/Centro-Oeste

Inicialmente, as variações verificadas podem parecer justificadas pela ocorrência de períodos hidrológicos desfavoráveis, conforme observado em março de 2025 e entre novembro de 2025 e janeiro de 2026. Porém, ao analisarmos exclusivamente os meses de fevereiro a abril (figura 4), meses centrais e característicos do período úmido, é possível observar as altas volatilidades artificiais induzidas nos modelos devido a uma seleção de CVaR muito concentrada na cauda da distribuição.

Média semanal do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste



Média semanal do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste

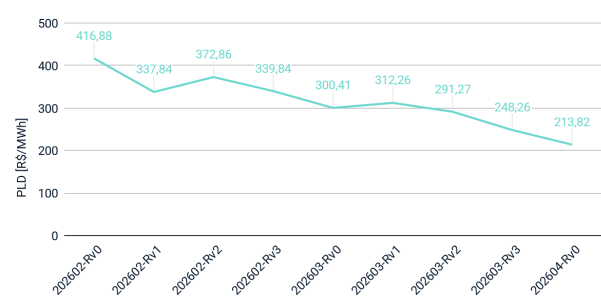


Figura 4. Evolução do PLD médio semanal do submercado Sudeste/Centro-Oeste de fev-abr

No ano de 2025, verificaram-se saltos superiores a 170 R\$/MWh em menos de uma semana (na transição da revisão 3 de fevereiro para a revisão 0 de março), mantendo-se em patamares mais elevados por um período de 4 semanas, sendo seguidas de sua redução. Essa variação de preços não reflete uma real degradação estrutural do armazenamento, mas sim uma hipersensibilidade matemática do modelo a variações climáticas de curtíssimo prazo.

Em 2026, ao analisarmos exclusivamente o valor do PLD horário, essa volatilidade estrutural acaba mascarada em decorrência dos excedentes energéticos nos horários de irradiação solar contrapostos aos períodos de sinalização de escassez nos horários de pico da demanda líquida. Mas, ao isolarmos a sinalização energética pura, podemos destacar a drástica redução do CMO do Sudeste/Centro-Oeste, que despencou de 470,95 R\$/MWh na revisão 0 de março para 375,29 R\$/MWh na revisão 1 (uma queda de quase 100 R\$/MWh em apenas uma semana), assim como verifica no ano anterior.

Nesses períodos úmidos, de fato, são esperadas maiores variações hidrológicas que possuem rebatimento no despacho térmico. Porém, ao utilizar uma aversão a risco muito elevada, os modelos passam a identificar falsas situações de criticidade de forma muito antecipada, ocasionando elevadas variações no CMO que são rapidamente revertidas no primeiro indício de retorno à normalidade das afluições.

Conceitualmente, alguma variação é desejada pensando em segurança energética, contudo, essa oscilação errática, também verificada nos estudos referentes ao cenário E80A21, acarreta uma oneração injustificada aos consumidores. Além disso, traz uma extrema imprevisibilidade aos preços futuros, o que implica em um aumento dos prêmios de risco negociados no mercado ACL.

Qualquer aumento de volatilidade que não seja fisicamente justificável, ocasiona uma drástica redução da liquidez no mercado ACL, devido ao aumento do risco implícito às operações de comercialização e estruturação de novos projetos. Salientamos que ambientes ilíquidos e voláteis tendem a ser financeiramente ineficientes, implicando em uma sobreprecificação estrutural da energia, cujo custo final recai invariavelmente sobre o consumidor.

A figura 5 apresenta a energia transacionada na plataforma BBCE/EHub desde o ano de 2019 até 2025 em uma escala anual, e o período acumulado entre o dia 01/01 a 06/03 de cada ano. Nele é possível verificar que, com exceção do ano de 2023, que sofreu enorme impacto do longo período do PLD nos valores mínimos regulatórios, o mercado encontrava-se em ascensão de negociações/liquidez, até a entrada no modelo NEWAVE Híbrido com os atuais parâmetros de aversão a risco.

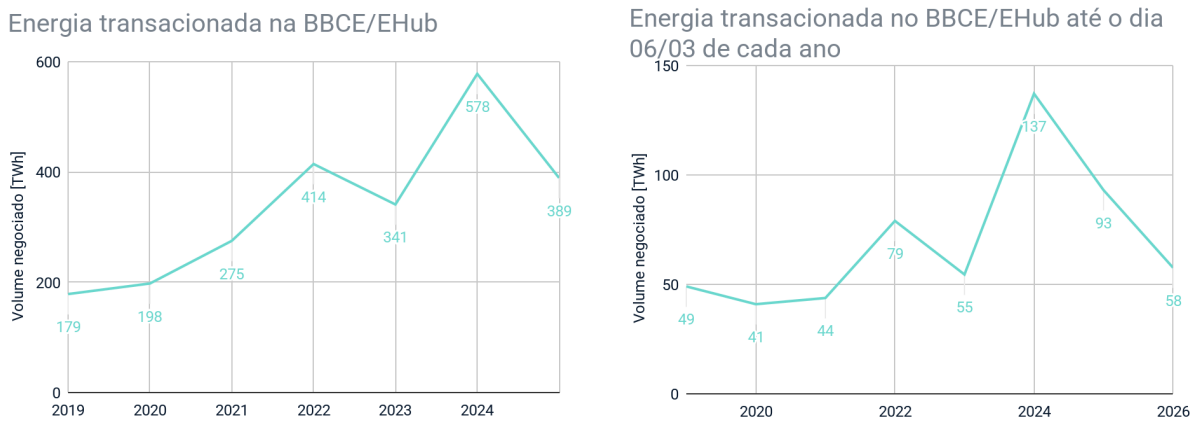


Figura 5. Energia transacionada na plataforma BBCE/EHub na base anual e até o dia 06/03

Durante os primeiros meses do ano de 2025 a liquidez do mercado apresentou uma redução de 32% frente ao mesmo período de 2024, e em 2026 continuou essa tendência de queda reduzindo mais 38%. Ao total, a diferença entre os anos de 2026 e 2024 foi de 58%.

## 2.4 Aumento do PLD/CMO não implica em aumento de segurança

Para a correta avaliação da segurança energética, dadas as atuais características do sistema elétrico brasileiro, não podemos nos limitar à observação dos modelos NEWAVE e DECOMP. Por operarem em patamares e blocos semanais/mensais, esses modelos não capturam a dinâmica intradiária, sendo incapazes de identificar de forma precisa os momentos de sobreoferta (que ocorrem ao longo das horas de maior irradiação solar) e os períodos críticos de escassez (concentrados nas poucas horas de demanda líquida máxima noturna).

Essa limitação estrutural faz com que térmicas com CVUs mais reduzidos, mas com restrições de inflexibilidade e tempos de rampa, sejam despachadas de forma inadequada para a base (24 horas), quando a real necessidade sistêmica de potência ocorre exclusivamente em uma janela restrita de poucas horas do dia.

Para avaliar esse padrão com precisão, realizamos um backtest utilizando a cadeia completa, culminando no modelo de curtíssimo prazo (DESSEM). A simulação compreendeu o

período de 01/03/2026 a 06/04/2026, alterando exclusivamente os parâmetros de aversão ao risco do caso Vigente CVaR(15,40) para os pares menos avessos CVaR(15,30) e CVaR(15,35). Todas as demais variáveis de contorno (nível de partida, vazões e restrições temporais) foram rigorosamente mantidas constantes. A figura 6 retrata o PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste.

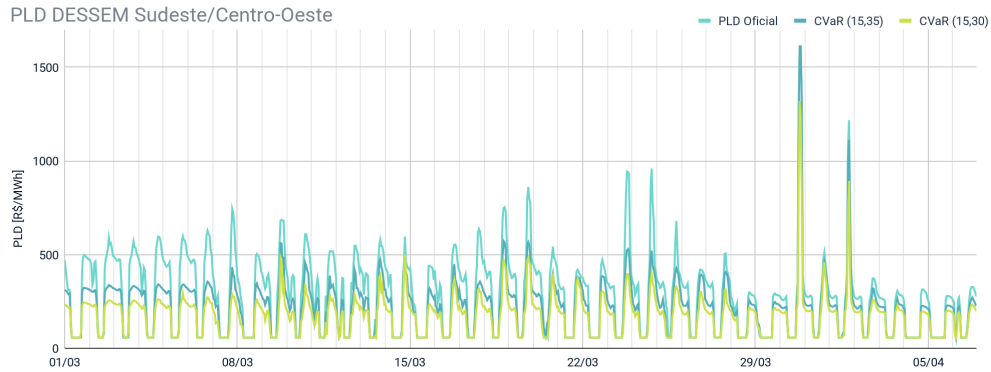


Figura 6. PLD Oficial e execução com DESSEM dos pares CVaR(15,35) e CVaR(15,30)

A primeira constatação desta modelagem é que a alteração para parâmetros de CVaR menos avessos preserva perfeitamente a modulação horária do PLD, mantendo intacta a sinalização física de excesso diurno e escassez noturna existentes no sistema. A principal diferença reside na eficiência econômica: a utilização de parâmetros menos avessos evitou picos irreais de PLD máximo, mas nos horários de efetivo estresse de demanda líquida (como verificado no dia 30/03), a correta sinalização de preço para a alocação de recursos foi mantida.

Ao compararmos as grandezas, é notório que quanto menor o grau de aversão ao risco, menor o PLD médio. Contudo, é fundamental desmistificar a premissa de que alta redução de preço implicaria em uma alta redução do grau de segurança física do sistema. Essa quebra de paradigma pode ser observada em detalhes nas Figuras 7 e 8, que destacam o período entre a Revisão 1 e a Revisão 2 do PMO de março/2026 (07/03/2026 a 20/03/2026).

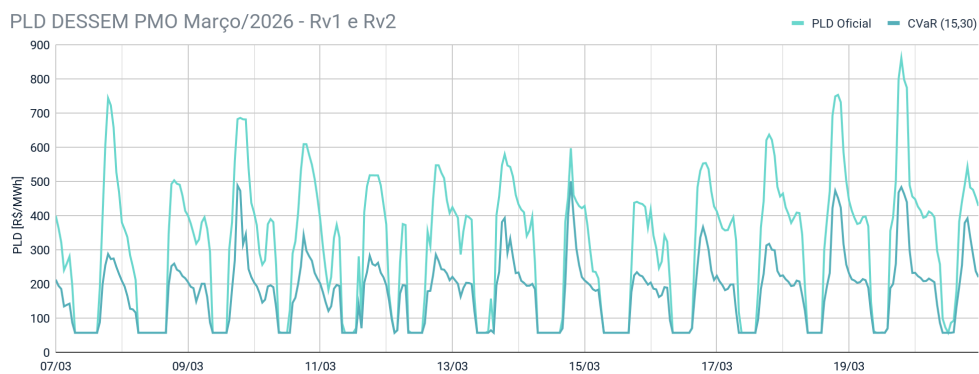


Figura 7. PLD oficial e execução com DESSEM do par CVaR(15,30) do dia 07/03/26 a 20/03/26

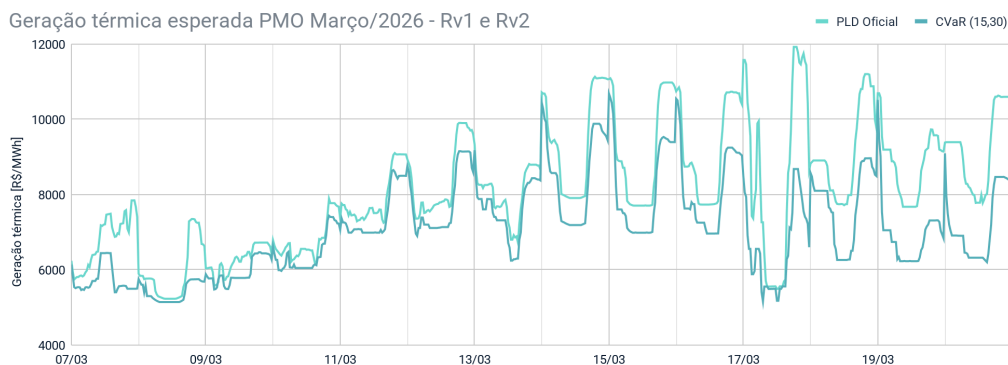


Figura 8. Geração térmica oficial e execução com DESSEM do par CVar(15,30) do dia 07/03/26 a 20/03/26

Na Figura 7, é retratada a variação do PLD horário oficial e os resultados considerando o CVar(15,30). No caso oficial, o PLD apresentou uma tendência de redução entre os dias 07/03 e 12/03 (motivada pelo alívio nos horários de ponta), estabilidade entre 13/03 e 14/03, e uma elevação entre 15/03 e 19/03. Destaca-se a variação do PLD máximo horário, que passou de 440,44 R\$/MWh no dia 15/03 para 861,04 R\$/MWh no dia 19/03, uma oscilação de 95% em quatro dias.

Ao adotarmos o CVar(15,30), as mesmas tendências físicas do PLD são respeitadas, contudo, a magnitude da variação é reduzida. Os valores máximos passaram a ser 234,53 R\$/MWh no dia 15/03 e 483,39 R\$/MWh no dia 19/03, uma variação de 106%.

Analisando superficialmente apenas a redução financeira do PLD (queda de aproximadamente 44%), podemos concluir de forma errônea que o alívio no CVar implicou em um aumento do risco sistêmico. Contudo, ao cruzarmos esse dado com a geração térmica efetivamente despachada no DESSEM (Figura 8), fica evidente que a redução para o CVar(15,30) não ocasiona um aumento significativo do risco operativo.

Durante os dias 07 a 12 de março, período de redução do PLD, o despacho térmico elevou-se, passando de 6.861 MWmed para 8.398 MWmed. Inversamente, entre os dias 15 e 19, período de forte elevação do PLD, o despacho térmico permaneceu estagnado, com média de 8.959 MWmed. Ou seja, a utilização do parâmetro Vigente CVar(15,40) está promovendo uma sobre precificação do risco nos horários de demanda máxima, sem que isso resulte, de fato, na injeção de mais energia firme no sistema.

A utilização do CVar(15,30), apresentou uma redução de apenas 12% do despacho oficial, frente a uma redução de 44% no PLD. E, essa redução ocorreu inclusive nas horas de geração solar e eólica. Ao reduzirmos essa geração térmica, ocorre a substituição da geração térmica pela geração renovável. Consequentemente, a geração hidráulica não precisou ser aumentada para suprir essa fatia térmica, o que significa que o risco de desabastecimento (esvaziamento de reservatórios) permaneceu rigorosamente o mesmo.

Desta forma, concluímos que a análise simplificada, baseada unicamente nos modelos NEWAVE e DECOMP, falha em capturar a complexidade operativa real do sistema. Ela induz um despacho térmico que, ao ser submetido às restrições intradiárias do tempo real (DESSEM), não se converte em preservação de água. Em suma, cobra-se do consumidor um custo financeiro altíssimo por uma segurança energética que não necessariamente ocorre.

Sendo assim, ao analisarmos os resultados do DESSEM podemos verificar que a adoção de pares menos avessos entregam praticamente o mesmo grau de segurança energética, operando o sistema de forma inteligente e gerando maior modicidade tarifária.

## 2.4 Avaliação de outras famílias do parâmetro alfa

Desde o ano de 2025, juntamente com a implementação do modelo NEWAVE Híbrido, adotou-se como fixa a família do parâmetro alfa de 15%. Contudo, reiteramos a necessidade de uma análise mais rigorosa e aprofundada a respeito desta premissa, incluindo um estudo das consequências diretas e indiretas da escolha de um percentil tão restritivo.

É de conhecimento que, no NEWAVE, o CVaR é aplicado durante o processo backward, etapa em que são amostrados 20 cenários não equiprováveis. Ou seja, a amostra utilizada representa uma cauda muito restrita e possivelmente estatisticamente pobre dos piores cenários.

Devido à baixa representatividade desses cenários frente a distribuição real, pequenas variações na minha condição inicial, inerentes à alteração do mês inicial de estudo, por exemplo, podem ocasionar grandes variações na percepção de risco do modelo. A situação mais clara desse impacto foi retratada no item 2.3, visto que a própria volatilidade das vazões do período úmido foi-se intensificada de forma não sadia no resultado do modelo.

A consideração de casos tão extremos também pode estar contribuindo para um piora na convergência do modelo.

Desta forma solicitamos que para os ciclos seguintes outras famílias de alfa também sejam estudadas, ou que estudos profundos a respeito do emprego da família 15% sejam publicados comprovando sua eficácia não só na sensibilidade de preço (intervalo de variação do PLD frente à alteração do parâmetro lambda) como também na volatilidade, convergência e demais resultados operativos.

## 3 Conclusão

A atual parametrização da aversão ao risco, CVaR(15,40), adotada nos modelos energéticos mostrou-se economicamente ineficiente, visto que impõe uma aderência sistematicamente superior a 100% da própria CRef nos cenários críticos, forçando uma sobrecontratação térmica que vai além da margem de segurança exigida pelo próprio ONS.

Adicionalmente, os atuais parâmetros implicaram um aumento artificial e indesejado da volatilidade dos sinais de preço nos modelos computacionais. Essa oscilação extrema, descolada da realidade física do período úmido, acarretou uma drástica redução da liquidez no mercado ACL e o consequente aumento do prêmio de risco praticado pelos agentes.

Ambos os fatores estão ocasionando um aumento significativo e injustificável do custo da energia repassado aos consumidores, seja do ambiente de contratação livre (ACL) ou regulado (ACR), materializado via Encargos de Segurança do Sistema e acionamento de bandeiras tarifárias.

Tal aumento de custos, inicialmente justificado pela busca de aderência aos critérios de segurança do ONS, mostrou-se ineficiente. Conforme comprovado pelas simulações no modelo DESSEM, o aumento dos preços concentra-se majoritariamente nos horários de máxima demanda líquida, porém sem se traduzir na segurança energética esperada. Na prática, a imposição de um despacho térmico não poupa água nos reservatórios, mas sim agrava o curtailment de geração renovável durante as horas de irradiação solar.

Portanto, visando manter a aversão ao risco estrutural praticada pelo ONS e garantir o necessário equilíbrio técnico-financeiro do setor, recomendamos a adoção do par CVaR(15,30). Esta calibração atinge a meta de segurança hídrica, corrige as distorções comerciais, devolve previsibilidade ao mercado e poupa a sociedade de sobrecustos.

## 4 Desenvolvimento futuros

A fim de contribuição para o constante desenvolvimento do modelos de operação e formação de preço, recomendamos os seguintes temas para estudo e implementação no CT CMO/PLD ou no fórum que melhor se enquadra:

- Correção dos modelos de geração eólica, passando a representar a real geração potencial ao invés da geração reduzida devido ao constrained off verificado;
- Avaliar a convergência do modelo NEWAVE e propor soluções que melhorem seu processo, como por exemplo aumento do número de cenários amostrados;
- Avaliar a inclusão de novos patamares de carga nos modelos NEWAVE e DECOMP permitindo um melhor detalhamentos das horas de maior e menor demanda líquida;
- Avaliar a incorporação do VMinOp sazonal;